



**Уральский  
федеральный  
университет**

имени первого Президента  
России Б.Н.Ельцина

**Уральский  
энергетический  
институт**

**А. Ф. РЫЖКОВ  
П. С. ФИЛИППОВ  
Т. Ф. БОГАТОВА**

# **АНАЛИЗ РАБОТЫ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ**

Учебное пособие



Министерство науки и высшего образования  
Российской Федерации  
Уральский федеральный университет  
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

**А. Ф. Рыжков, П. С. Филиппов, Т. Ф. Богатова**

# Анализ работы парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом  
Уральского федерального университета  
для студентов вуза, обучающихся  
по направлению подготовки  
13.03.01, 13.04.01 — Теплоэнергетика и теплотехника

Екатеринбург  
Издательство Уральского университета  
2019

УДК 662.7:621.16+621.438(075.8)

ББК 31.363я73+35.513.2я73

Р93

Рецензенты:

завкафедрой «Теплофизика» Сибирского федерального университета  
канд. техн. наук *А. А. Дектерев*;

завкафедрой механики и автоматизации технологических процессов  
и производств НЧОУ ВО «Технический университет УГМК» канд.  
физ.-мат. наук *П. Ю. Худяков*

Научный редактор — д-р техн. наук, проф. *В. Л. Шульман*

**Рыжков, А. Ф.**

Р93 Анализ работы парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля : учебное пособие / А. Ф. Рыжков, П. С. Филиппов, Т. Ф. Богатова ; Мин-во науки и высшего образования РФ. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. — 168 с.  
ISBN 978-5-7996-2780-5

В учебном пособии излагаются ключевые сведения о структуре и особенностях работы энергоустановок нового типа на твердом топливе — парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля. Пособие написано на основе современной теории комбинированных бинарных циклов и анализа работы парка демонстрационных и действующих коммерческих парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля. Пособие состоит из трех глав, включающих теорию, задачи, примеры их решения и необходимый справочный материал, что дает возможность для самостоятельного изучения отдельных разделов курсов магистерской подготовки по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника». Издание представляет интерес для аспирантов, научных работников и проектировщиков.

Библиогр.: 21 назв. Табл. 25. Рис. 68.

УДК 662.7:621.16+621.438(075.8)

ББК 31.363я73+35.513.2я73

ISBN 978-5-7996-2780-5

© Уральский федеральный  
университет, 2019

## Используемые сокращения

---

АК — азотный компрессор;  
БК — бустерный компрессор;  
ВД — высокое давление;  
ВК — воздушный компрессор;  
ВН — воздухонагреватель (воздушный котел);  
ВРУ — воздухоразделительная установка;  
ВУС — водоугольная суспензия;  
ВЦГ — внутрицикловая газификация;  
ГО — газоочистка;  
ГТ — газовая турбина;  
ГТУ — газотурбинная установка;  
ГФ — газификатор;  
ДК — дожимной компрессор;  
ЖШУ — жидкое шлакоудаление;  
КЗО — коксозольный остаток;  
КК — кислородный компрессор;  
КПД — коэффициент полезного действия;  
КС — камера сгорания;  
КСД — кипящий слой под давлением;  
КУ — котел-утилизатор;  
МН — механический недожог;  
НД — низкое давление;  
ОГ — газоохладитель;  
ПВ — питательная вода;  
ПВД — паровоздушное дутье;

ПГУ-ВЦГ — парогазовая установка с внутрицикловой газификацией;

ПГУ-ПГ — парогазовая установка на природном газе;

ПС — продукты сгорания;

ПСУ — паросиловая установка;

ПТУ — паротурбинная установка;

РТ — рабочее тело;

С — смеситель;

СГ — синтез-газ;

СД — среднее давление;

СТ — стехиометрический;

Т — твердое топливо (уголь);

ТВС — топливовоздушная смесь;

ТГ — топливный газ;

ТД — термодинамический;

ТЧ — технологическая часть;

ТШУ — твердое шлакоудаление;

ЦК — цикловый компрессор;

ЭЧ — энергетическая часть;

*CCS* — *Carbon Capture and Storage* (улавливание и захоронение  $\text{CO}_2$ );

*CGC* — *Cold Gas Clean-up* (холодная/низкотемпературная газоочистка);

*CGE* — *Cold Gas Efficiency* (КПД холодного газа);

*DLN* — *Dry Low  $\text{NO}_x$  combustion technology* (технология «сухого» сжигания с низкими выбросами  $\text{NO}_x$ );

*HGC* — *Hot Gas Clean-up* (горячая/высокотемпературная газоочистка);

*HGE* — *Hot Gas Efficiency* (КПД горячего газа);

*IGCC* — *Integrated Gasification Combined Cycle* (ПГУ-ВЦГ);

*MWI* — *Modified Wobbe Index* (модифицированный индекс Воббе);

*MDEA* — *Methyl diethanolamine* (метилдиэтаноламин);

*NGCC* — *Natural Gas Combined Cycle* (ПГУ на природном газе);

*Oxy-fuel* — технология сжигания топлива в кислороде;

*Pre-combustion CCS* — удаление  $\text{CO}_2$  из топливного газа до сжигания;

*Post-combustion CCS* — удаление  $\text{CO}_2$  из дымовых газов после сжигания топливного газа;

*WGC* — *Warm Gas Clean-up* (теплая/среднетемпературная газоочистка).

## Условные обозначения

---

- $B$  — массовый расход твердого топлива (угля), кг/с;  
 $C$  — содержание углерода, кг С/кг угля;  
 $c$  — удельная массовая или объемная теплоемкость, кДж/(кг · °С), кДж/(нм<sup>3</sup> · °С);  
 $D$  — паропроизводительность, кг/с;  
 $G$  — массовый расход жидкости, газа, кг/с;  
 $g$  — удельный расход пара, кг пара/кг угля;  
 $h$  — удельная энтальпия, кДж/кг;  
 $L$  — удельный массовый расход воздуха (продуктов сгорания), отнесенный к 1 кг топлива, кг/кг;  
 $l$  — удельная работа, кДж/кг;  
 $N$  — мощность, МВт;  
 $P$  — давление, МПа;  
 $s$  — удельная энтропия, кДж/(кг · °С);  
 $Q$  — объемный расход, нм<sup>3</sup>/с; удельная теплота сгорания твердого (газового) топлива, МДж/кг (МДж/нм<sup>3</sup>);  
 $q$  — удельный тепловой эффект реакции, кДж/моль;  
 $r$  — доля теплоты выхлопных газов, возвращаемая с паром из котла-утилизатора в ГТУ;  
 $t$  — температура, °С;  
 $V$  — удельный объемный расход воздуха (продуктов сгорания), отнесенный к 1 кг (1 нм<sup>3</sup>) топлива, нм<sup>3</sup>/кг (нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>);  
 $\alpha$  — коэффициент расхода (избытка) воздуха;  
 $\eta$  — коэффициент полезного действия;  
 $\mu$  — молярная масса, кг/кмоль.

*Нижние индексы*

B1 — воздух, подаваемый в газификатор;  
B2 — воздух, подаваемый в ГТУ;  
П — пар;  
расш — расширение в газовой турбине;  
расч — расчетный;  
РТ — рабочее тело;  
сж — сжатие в компрессоре;  
С — углерод;  
Ф — физический;  
факт — фактический;  
Х — химический;  
экв — эквивалентный;  
 $m$  — массовый;  
 $i$  — низший;  
 $is$  — изоэнтروпический;  
 $oi$  — относительный внутренний;  
 $p$  — при постоянном давлении;  
 $s$  — высший;  
 $v$  — объемный;  
 $\Sigma$  — суммарный;  
1 — ГТУ;  
2 — ПТУ.

*Верхние индексы*

В — воздух;  
нел — нелетучий;  
 $d$  — *dry basis* (сухая масса топлива);  
 $daf$  — *dry ash-free basis* (сухая беззольная/горючая масса топлива);  
 $maf$  — *moisture ash-free basis* (органическая масса топлива);  
 $r$  — *as-received basis* (рабочая масса топлива);  
 $\nabla$  — горячий синтез-газ после газификатора;  
 $\nabla\nabla$  — топливный газ после *WGC* или *HGC*;  
0 — теоретический.



## Введение

---

**В** настоящее время перспективным направлением развития твердотопливной электрогенерации наряду с внедрением высокоэффективных пылеугольных энергоблоков на суперсверхкритических параметрах является создание парогазовых установок с внутрицикловой газификацией твердого топлива (ПГУ-ВЦГ).

ПГУ-ВЦГ представляют собой новый перспективный класс высокомошных энергоустановок на твердом топливе, позволяющих получать электроэнергию с превосходящей иные способы эффективностью и экологичностью (с КПД-нетто 45–47 % и более на действующем оборудовании при околонулевых выбросах  $\text{CO}_2$ ).

Разработка высокоэффективных ПГУ-ВЦГ соответствует приоритетным направлениям развития науки, технологий и техники РФ в части энергоэффективности и энергосбережения, а также критическим технологиям РФ в части технологий энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе. Создание высокоэффективных ПГУ-ВЦГ предусмотрено в Энергетической стратегии России на период до 2035 г. и поддерживается технологической платформой «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности».

Термодинамический цикл ПГУ-ВЦГ, как и термодинамический цикл традиционной ПГУ, делится на верхний (газотурбинный) и нижний (паросиловой). Исходным топливом в ПГУ-ВЦГ является уголь, поэтому верхний цикл включает работу ГТУ и процессы конверсии исходного угля в газотурбинное топливо.

Нижний цикл в освоенных ПГУ-ВЦГ представляет собой паротурбинный цикл (ПТЦ) с генерацией пара в котле-утилизаторе и в узлах ВЦГ (газификатор, газоохладитель). Благодаря этому большинство освоенных ПГУ-ВЦГ работает по параллельной схеме с отношением мощностей верхнего и нижнего циклов не 2:1 (утилизационная схема), а 1:1, что повышает вклад нижнего цикла в экономичность энергоустановки в целом.

Ведущие производители энергетического оборудования (*General Electric, Mitsubishi Hitachi Power Systems* и др.) при разработке ПГУ-ВЦГ ставят следующие задачи:

- снижение разрыва в энергетической эффективности между ГТУ с ВЦГ и ГТУ на природном газе (ГТУ-ПГ) при сопоставимых экологических показателях;
- переход от параллельной схемы работы к утилизационной;
- повышение параметров газотурбинного и паротурбинного циклов.

Работа ГТУ при прочих равных условиях (давление, температура, расход) зависит от режимных показателей и структурных особенностей технологической схемы ПГУ-ВЦГ, определяющих состав рабочего тела газовой турбины и степень интеграции острова газификации и ГТУ по воздуху. В действующих и разрабатываемых ПГУ-ВЦГ состав рабочего тела корректируется в системе ВЦГ с помощью модификации режима газификации (нагрев дутья, присадка пара, кислорода, углекислого газа) и коррекции состава синтез-газа (присадка пара, азота, рециркуляция  $\text{CO}_2$ , удаление  $\text{CO}_2$ ), а также коррекцией температуры топливного газа (подогрев после системы холодной *SCG* газоочистки, использование систем теплой *WGC* и горячей *HGC* газоочистки) и температуры циклового воздуха (перегрев воздуха после циклового компрессора). Синтез-газы, в отличие от углеводородных топлив, термоустойчивы и в некоторых ПГУ-ВЦГ перед сжиганием имеют температуру 500–700 °С.

Изменение степени интеграции ГТУ и ВЦГ по воздуху от 0 до 100 % может до двух раз изменять нагрузку на цикловой компрессор газовой турбины, менять экономичность и осложнять работу ГТУ в переходных режимах.

Влияние введения в технологическую схему устройств для генерации корректирующих воздействий и создания интеграционных свя-

зей на энергетические показатели и режимы работы ПГУ-ВЦГ неоднозначно и нуждается во всестороннем анализе.

В учебном пособии на основании анализа работы парка демонстрационных и действующих коммерческих энергоустановок излагаются особенности построения современных ПГУ-ВЦГ, приводится анализ работы газотурбинной установки на искусственных газовых топливах, разбираются особенности газовоздушного режима ГТУ совместно с узлом внутрицикловой газификации при разной конфигурации технологических схем, рассматривается методика термодинамического расчета верхнего и нижнего циклов и ПГУ-ВЦГ в целом.

Работа выполнена при финансовой поддержке постановления № 211 Правительства Российской Федерации, контракт № 02.А03.21.0006.

## Глава 1. Типы ПГУ-ВЦГ

---

Работа ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива (уголь, биомасса, нефтеотходы и т. д.) отличается от работы ПГУ на штатном топливе — готовом к употреблению природном газе стандартных параметров. Причиной тому служат:

- 1) необходимость конверсии твердого топлива в синтетическое газообразное топливо (синтез-газ) ввиду невозможности его прямого сжигания в камере сгорания ГТУ;
- 2) сложность процесса переработки исходного топлива в узле ВЦГ на пригодный к сжиганию в газотурбинной установке синтез-газ;
- 3) специфика теплофизических свойств получаемого и срабатываемого в ГТУ и КУ рабочего тела.

Современную ПГУ-ВЦГ (*IGCC*) укрупненно можно представить в виде энергетической части (Энергетического острова — *Power Island*), надстроенной технологической части с узлом ВЦГ (Островом газификации — *Gasification Island*) в основе и дополнительным оборудованием (системы подогрева, увлажнения и разбавления синтез-газа, воздухо- и газонагреватели и т. п.).

### 1.1. Энергетическая часть ПГУ-ВЦГ

---

Энергетическая часть предназначена для преобразования энергетического потенциала подводимых к ней потоков энергоносителей в тепловую и электрическую формы. В энергетическую часть входят ГТУ, КУ, ПТУ, а также иное оборудование.

В зависимости от конфигурации ПГУ-ВЦГ компоновка энергетической части выполняется по одному из двух вариантов (рис. 1.1):

- 1) энергетическая часть утилизационного типа;
- 2) энергетическая часть с параллельной схемой работы.

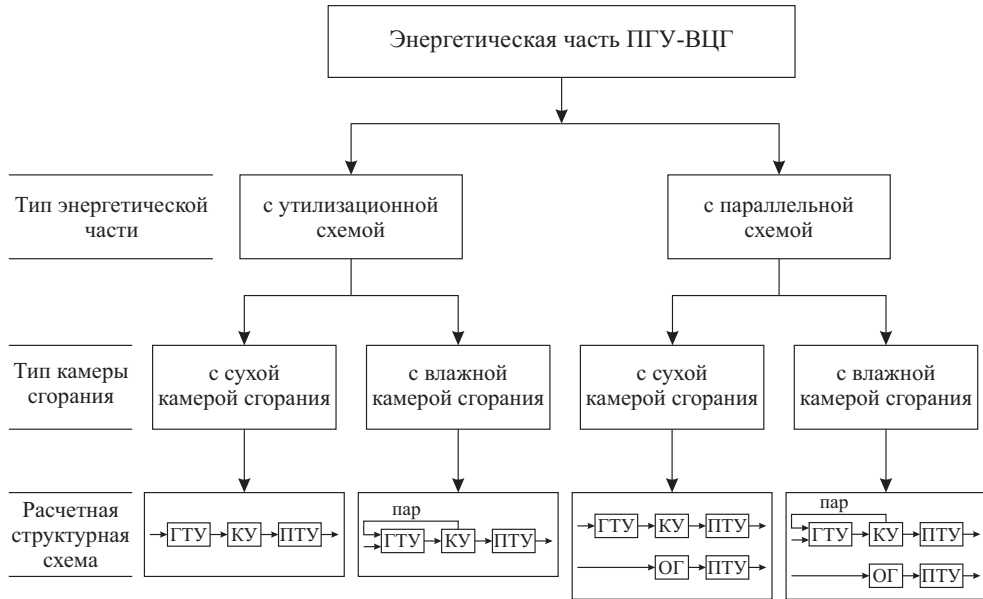


Рис. 1.1. Типы энергетической части ПГУ-ВЦГ

### 1.1.1. Энергетическая часть ПГУ-ВЦГ утилизационного типа

Компоновка энергетической части утилизационного типа обычно соответствует утилизационной схеме конденсационной ПГУ на природном газе — ПГУ-ПГ. ПГУ-ВЦГ утилизационного типа включает ГТУ с сухой (реже) или влажной (чаще) камерой сгорания, как правило, диффузионного типа (по условиям устойчивости горения), КУ и ПТУ с КПД-брутто  $\eta_1$ ,  $\eta_{\text{КУ}}$ ,  $\eta_2$ , соответственно.

Сжигание синтез-газа благодаря присутствию значительных количеств СО и  $\text{H}_2$ , небольших количеств балластного азота и водяных паров<sup>1</sup> характеризуется высокими стехиометрическими температурами пламени и повышенными скоростями протекания реакций горения из-

<sup>1</sup> Отсутствие водяных паров в синтез-газах, выходящих из технологической части большинства действующих ПГУ-ВЦГ, обусловлено принятой на этих станциях технологией холодной газоочистки (см. раздел 1.2.3).

за присутствия водорода. Для регулирования температуры и скорости горения, а также для обеспечения приемлемого экологического режима сжигания в *большинстве действующих кислородных ПГУ-ВЦГ* используют разбавление синтез-газа азотом (из ВРУ), паром/питательной водой (из КУ). *В воздушных ПГУ-ВЦГ разбавление не применяют.* Во вновь разрабатываемых *Oxy-fuel IGCC* для этой цели используют  $\text{CO}_2$ .

В ГТУ с влажной камерой сгорания часть пара или питательной воды из КУ направляют в смеситель перед КС и/или в ее горелочные устройства. Такое деление необходимо для обеспечения надежного и экологичного горения синтез-газа в диффузионном факеле.

Несмотря на известные недостатки применения пара/воды в цикле ГТУ на природном газе, в действующих ПГУ-ВЦГ этот метод является наиболее употребимым.

Впрыск пара/питательной воды в ГТУ заметно изменяет количественные и качественные характеристики рабочего процесса в газовой турбине, не затрагивая процесс сжатия в цикловом компрессоре.

С одной стороны, увеличение паросодержания продуктов сгорания повышает массовый расход рабочего тела через газовую турбину и удельную работу расширения (в связи с повышением удельной теплоемкости смеси), а также температуру выхлопных газов. С учетом неизменности характеристик процесса сжатия в цикловом компрессоре это влечет увеличение мощности ГТУ и должно способствовать повышению КПД-брутто ГТУ. Другая причина роста экономичности ГТУ связана с тем, что генерация пара, вводимого в камеру сгорания, не нуждается в дополнительном топливе, поскольку осуществляется за счет регенерации части теплоты выхлопных газов ГТУ.

В то же время подвод к камере сгорания относительно холодного химически инертного потока сдвигает тепловой баланс в сторону снижения температуры внутри камеры сгорания, подобно увеличению избытка воздуха, что вызывает увеличение расхода топлива и снижение экономичности установки.

Повышение температуры и удельной теплоемкости выхлопных газов приводит к повышению паропроизводительности и КПД котла-утилизатора, а также к росту экономичности ПТУ. Однако увеличение содержания водяных паров в выхлопных газах увеличивает кислотную точку росы и снижает КПД котла-утилизатора.

Принципиальная структурная схема энергетической части ПГУ-ВЦГ с влажной камерой сгорания приведена на рис. 1.2.

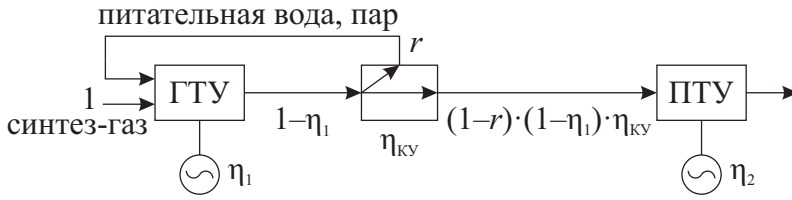


Рис. 1.2. Принципиальная структурная схема энергетической части утилизационного типа с влажной камерой сгорания

Термический КПД энергетической части ПГУ-ВЦГ с влажной камерой сгорания в соответствии с рис. 1.2 подчиняется соотношению:

$$\eta_{\text{ЭЧ}} = \eta_l^0 + (1 - \eta_l^0) \cdot r \cdot \eta_l^0 + (1 - \eta_l^0) \cdot (1 - r) \cdot \eta_{KY} \cdot \eta_2 + (1 - \eta_l^0) \cdot r \cdot (1 - \eta_l^0) \cdot (1 - r) \cdot \eta_{KY} \cdot \eta_2, \quad (1.1)$$

где

$\eta_l^0$  — КПД ГТУ при  $r = 0$  (сухая камера сгорания);

$r$  — степень регенерации теплоты — *доля теплоты выхлопных газов, возвращаемая с паром из КУ в КС.*

При  $r = 0$  выражение (1.1) переходит в формулу (1.2) для ПГУ с сухой камерой сгорания:

$$\eta_{\text{ЭЧ}} = \eta_l^0 + (1 - \eta_l^0) \cdot \eta_{KY} \cdot \eta_2. \quad (1.2)$$

При гипотетическом варианте  $r = 1$  утилизационная часть исчезает и остается ГТУ с полной регенерацией теплоты. В этом случае термический КПД определится соотношением:

$$\eta_{\text{ЭЧ}} = \eta_l^0 + (1 - \eta_l^0) \cdot \eta_l^0 = \eta_l. \quad (1.2a)$$

КПД ГТУ с влажной камерой сгорания в диапазоне  $r = 0 \dots 1$  определяется по формуле:

$$\eta_l = \eta_l^0 + (1 - \eta_l^0) \cdot \eta_l^0 \cdot r. \quad (1.2б)$$

Характер увеличения КПД ГТУ с ростом  $r$  для разных значений  $\eta_l^0$  показан на рис. 1.3. Заштрихованный сектор обозначает область значений  $r$ , реализованных в действующих ПГУ-ВЦГ. Как видно, для известных ПГУ-ВЦГ термический КПД ГТУ с влажной камерой сгорания увеличивается по сравнению с сухой на 2...9 %, при  $r = 0,01 \dots 0,18$ .

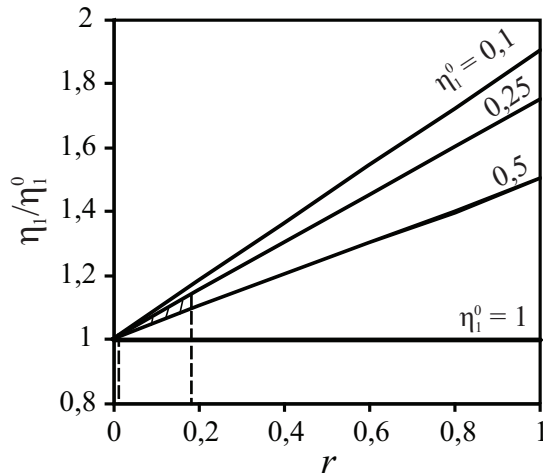


Рис. 1.3. Зависимость КПД ГТУ от степени регенерации теплоты

Помимо термодинамических ограничений величина  $r$  имеет жесткие ограничения по кинетике и устойчивости горения синтез-газа в камере сгорания ГТУ.

### 1.1.2. Энергетическая часть ПГУ-ВЦГ с параллельной схемой работы

В энергетическую часть ПГУ-ВЦГ с параллельной схемой работы, помимо выработки электроэнергии по утилизационному циклу (ГТУ→КУ→ПТУ), генерируется электроэнергия за счет утилизации в нижнем цикле ПГУ пара, поступающего из системы охлаждения газификатора и газоохладителя. В энергетической части ПГУ-ВЦГ такого типа газоохладитель и охлаждающая рубашка газификатора выполняют функции выносных испарительных поверхностей КУ. Их подключение приблизительно в два раза повышает общий расход питательной воды и пара через КУ (без изменения расхода выхлопных газов) и мощность ПТУ. Происходящее при этом заметное снижение температуры уходящих из КУ газов приводит к увеличению КПД котла-утилизатора и КПД-брутто нижнего цикла ПГУ.

В настоящее время по такой схеме с большей или меньшей полнотой работает основная масса действующих ПГУ-ВЦГ. Эффект от применения схемы определяется глубиной утилизации физической теплоты, отбираемой из технологической части ПГУ-ВЦГ.



По параллельной схеме работает и энергетическая часть гибридной ПГУ-ВЦГ.

В гибридной ПГУ-ВЦГ используется комбинация двух и более процессов преобразования энергии исходного твердого топлива. Это позволяет повысить эффективность ПГУ-ВЦГ по сравнению с циклами, построенными на данных процессах по отдельности. Известны следующие варианты разработки энергетической части гибридного типа:

- 1) энергетическая часть с ГТУ, использующей высоконагретый цикловый воздух или продукты полного сгорания угля из автономной установки;
- 2) энергетическая часть с ГТУ, использующей водяной пар из автономного источника;
- 3) энергетическая часть в ПГУ с топливными элементами.

## 1.2. Технологическая часть ПГУ-ВЦГ

---

Технологическая часть ПГУ-ВЦГ представляет собой надстройку к энергетической части, предназначенную для переработки исходного твердого топлива в энергоносители, потребляемые энергетической частью определенного типа.

Технологическая часть, работающая с энергетической частью, выполненной по утилизационной схеме, предназначена для переработки исходного топлива в охлажденный и очищенный синтез-газ для ГТУ.

Для выполнения этой задачи обычно используются системы подготовки топлива и окислителя (в т. ч. ВРУ), а также узла ВЦГ, состоящего из газификатора, газоохладителя и системы газоочистки.

При подключении к энергетической части с параллельной схемой работы технологическая часть, помимо основного продукта (топливного синтез-газа) производит насыщенный или слабоперегретый пар среднего и высокого давления, потребляемый в нижнем цикле ПГУ-ВЦГ. Для этого вместо используемого ранее водяного квенчинга применяются рекуперативные газоохладители.

Побочными продуктами технологической части могут быть вещества, выделяемые из синтез-газа (сера в виде серной кислоты ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) или элементарной серы, ртуть, аммиак, в отдельных случаях — углекислота).

В технологическую часть одного из типов гибридной ПГУ-ВЦГ, помимо узла ВЦГ, входит воздухонагреватель (ВН), предназначенный для перегрева циклового воздуха перед подачей в камеру сгорания ГТУ.

### 1.2.1. Газификатор

Ключевым звеном технологической части ПГУ-ВЦГ является газификатор. Наиболее отработанную конструкцию имеют высокотемпературные поточные газификаторы одно- или двухступенчатого типа с ЖШУ, работающие под давлением на сухой угольной пыли стандартного помола или на ВУС и имеющие наиболее высокую единичную мощность. Производительность рядовых поточных газификаторов составляет 1500...2000 т/сут. Производительность газификатора *OMB* (*Opposed Multi-Burner* — многогорелочный со встречной компоновкой горелок), разработанного научно-исследовательским университетом *ECUST* (Китай), достигает 4000 т/сут. Производительность транспортного газификатора *TRIG* (*Transport Integrated Gasification*), разработанного компанией *KBR* (США) и установленного на ПГУ-ВЦГ *Kemper* (2013—2017 г.), составляет 5000 т/сут или 1 ГВт тепловой мощности.

При использовании *сухой системы топливоподачи* уголь размалывается в среднеходовых валковых мельницах до состояния угольной пыли с размерами частиц менее 0,25 мм и сушится продуктами сгорания газа по требованиям пневмотранспорта (обычно до влажности 2 масс. %). Накопление угольной пыли осуществляется в промежуточном бункере под давлением на 2 МПа выше давления в газификаторе. Пневмотранспорт угольной пыли осуществляется обычно в режиме ПВК (пыль высокой концентрации). Транспортирующим агентом для безопасности обычно служит азот из ВРУ, охлажденный воздух, реге СО<sub>2</sub> с содержанием кислорода менее 2 об. % и давлением на 0,2...0,5 МПа выше чем в газификаторе. Плотность транспортируемой смеси 250...450 кг/м<sup>3</sup>. Температура угля на входе в реактор составляет около 100 °С. Несмотря на высокую концентрацию твердых частиц в потоке, расход транспортирующего агента значителен и тем больше, чем выше давление (что негативно сказывается на качестве получаемого синтез-газа). По сведениям *A. Giuffrida* (2011 г.), расход транспортирующего азота в газификатор типа *Shell* составляет 1 кг N<sub>2</sub> на 5 кг угля, в газификатор типа *MHI* — 1 кг N<sub>2</sub> на 2 кг угля. Различия в расходах транспортирующего азота определяются режимом пневмотранспорта, принятого в схеме.

В случае *мокрой топливоподачи* уголь размалывается непосредственно в смеси с оборотной водой и добавками (флюс, регуляторы  $pH$ ) в стержневых мельницах. ВУС с объемной концентрацией угля 60...70 % подается шламовыми насосами в газификатор с давлением до 20 МПа. Влажность исходного угля не вносит никакого вклада в реологические свойства ВУС, но увеличивает расход кислорода в реактор газификатора для поддержания рабочей температуры. Избыточный (пролетный) водяной пар выходит из реактора и конденсируется при глубоком охлаждении, либо участвует в последующих трансформациях.

Для поддержания автотермичности процесса газификации осуществляется кислородное или воздушное дутье. К достоинству кислородных газификаторов относится более высокий показатель химического КПД (эффективность превращения химической энергии топлива в химическую энергию синтез-газа), а к достоинству воздушных — низкие капитальные и эксплуатационные затраты.

В *кислородном газификаторе* уголь подвергается парциальному окислению в среде кислорода с выделением тепла. Температура кислорода на входе в реактор газификатора составляет 200...250 °С. При *сухой топливоподаче* максимальная температура факела в кислородном газификаторе превосходит 2000 °С. Ее уровень ограничивается присадкой пара из КУ. Температура получаемого синтез-газа на выходе из *одноступенчатого поточного реактора* определяется температурой ЖШУ, что на 100...150 °С выше температуры плавления золы и лежит в пределах 1350...1700 °С. При этих условиях жидкий шлак медленно стекает по стенкам реактора и попадает в систему тушения, где происходит его застывание и остекловывание. Степень конверсии топлива  $X_C$  в одноступенчатом кислородном реакторе составляет 96...99,5 %.

Сырой синтез-газ кислородной газификации — среднекалорийный (10...12 МДж/нм<sup>3</sup>) — имеет близкий к равновесному состав ( $H_2 + CO$  до 90 об. %), не содержит углеводородных соединений, насыщен жидкокапельным уносом, возгонами щелочных металлов (Na, K), кислыми газами ( $H_2S$ ,  $HCl$ ), соединениями топливного азота ( $NH_3$ ,  $HCN$ ) и содержит около 94...96 % теплоты сгорания исходного твердого топлива. Из них 80...84 % связаны с теплотой сгорания синтез-газа (химический КПД 80...84 %), 12...15 % — с физическим теплом синтез-газа. С увеличением содержания балласта (зольность, влажность, кислород) в исходном твердом топливе, подвергаемого высокотемпературному нагреву и фазовому переходу (в случае золы), эффективность конверсии  $X_C$  понижается.

При мокрой топливоподаче температурный уровень в кислородном реакторе ниже, содержание балластных компонентов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ) и аммиака в синтез-газе больше, химический КПД — меньше. Для кондиционных твердых топлив химический КПД равен 75...77 %, для высокозольных — снижается до 60...65 %. По этой причине газификаторы с мокрой топливоподачей на высокозольных углях *не эксплуатируются*.

Для поддержания работоспособности кислородного газификатора его футеруют огнеупорной кладкой (рис. 1.4, а) или оснащают стенками мембранного типа с системой испарительного охлаждения (рис. 1.4, б).

Футерованные кислородные газификаторы фирмы *Texasco* (ныне *General Electric*) работают на ВУС (рис. 1.4, а). Они просты в исполнении и в эксплуатации, работоспособны при любой низкой зольности (вплоть до  $A^r = 0\%$ ) топлива, но имеют жесткое ограничение по рабочей температуре — не более 1450 °С, низкий химический КПД, требуют частой замены топливных форсунок и футеровки. По этой причине они вынуждены через 0,5...2 года вставать на капитальный ремонт. Для обеспечения готовности в 90 % на химических производствах устанавливают резервный газификатор. Достоинством футерованных реакторов является простота поддержания термического режима, т. к. воспламенение топлива в случае срыва факела происходит от раскаленной футеровки.

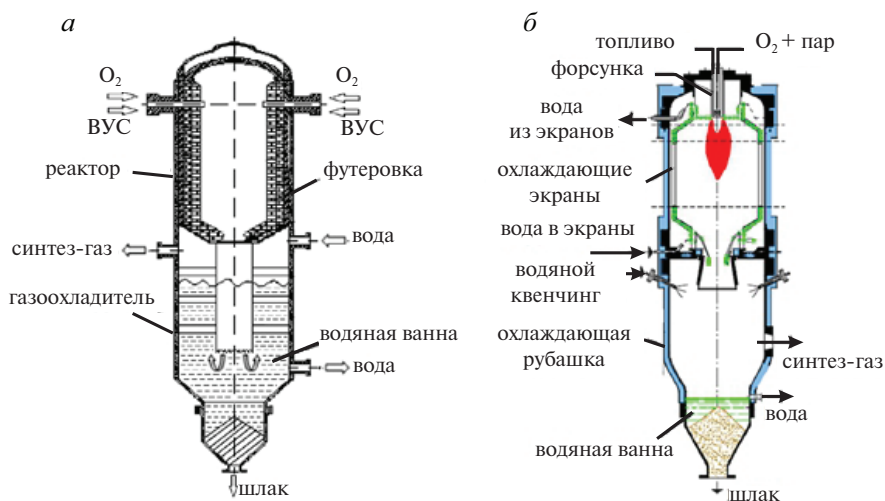


Рис. 1.4. Кислородные газификаторы с футерованной (а) и мембранной (б) стенками и водяным квенчингом

Мембранные стенки в газификаторах более дорогостоящие, но имеют существенно более длительный срок эксплуатации. При гарантийном сроке в 10 лет они не выходят из строя и при работе в течение 15–20 лет.

Мембранная стенка в газификаторе типа *Siemens* (рис. 1.4, б) покрыта спиралевидными змеевиками, на которые нанесен слой огнеупорного бетона на основе карбида кремния (SiC) и бетона. Жидкий шлак застывает на поверхности охлаждаемых стенок и образует твердый защитный слой, по которому стекают новые порции шлака. Гарнисаж (слой затвердевшего шлака) быстро нарастает после розжига газификатора, обеспечивая защиту металла от перегрева и коррозионного воздействия жидкого шлака. Для создания гарнисажного покрытия зольность угля должна составлять не менее 1...6 %. Для устойчивой работы газификатора с мембранной стенкой требуется постоянная работа пилотной газовой горелки.

В кислородных газификаторах с охлаждением в испарительных рубашках (в газификаторах типа *Lurgi*) или мембранных стенках (в газификаторах типа *Siemens* — рис. 1.4, б — и др.) генерируется насыщенный пар низкого или среднего давления, абсорбирующий  $q_1 \approx 3...5\%$  теплоты исходного угля. Пар расходуется для покрытия собственных нужд установки или передается в нижний цикл ПГУ-ВЦГ.

Отказ от футерованной стенки в пользу мембранных экранов позволяет:

- повысить рабочую температуру в реакторе и степень конверсии исходного твердого топлива;
- уменьшить габариты газификатора;
- снизить температуру внешней стенки реактора с 225 до 100 °С и уменьшить тепловые потери  $q_5$  до нормативных значений, принятых в котельной технике (1 %);
- сократить время пуска с 3 суток до 3 часов;
- увеличить срок межремонтной кампании с 1–2 лет до 10 лет и более.

*Воздушное дутье в поточных реакторах* применяется на двух крупных электростанциях — ПГУ-ВЦГ *Nakoso*, Япония (с 2014 г. в коммерческой эксплуатации) и ПГУ-ВЦГ *Kemper*, США (2013–2017 г.).

Малое распространение воздушного дутья на ПГУ-ВЦГ связано с длительным отсутствием эффективной конструкции газификато-

ра, которая бы учитывала *отличия воздушного процесса от кислородного*, обусловленные почти четырехкратным снижением концентрации окислителя ( $O_2$ ) и соответствующим увеличением инертного балласта ( $N_2$ ):

- более низкая теоретическая температура разбавленных азотом продуктов неполного горения угля;
- более низкая скорость конверсии углерода, пропорциональная концентрации окислителя;
- невозможность поддержания теоретически необходимого коэффициента расхода окислителя при работе на неподготовленном топливе;
- увеличение в  $\sim 4$  раза массового расхода продуктов конверсии, негативно отражающееся на затратах энергии на компрессию окислителя и массогабаритные характеристики агрегатов, находящихся под высоким давлением.

Поэтому предпринимаемые длительное время попытки применения одноступенчатого способа конверсии твердого топлива оказались неудачными.

Одноступенчатая воздушная конверсия характеризовалась следующими показателями:

- низкая степень конверсии  $X_C$  топлива в реакторе, требующая дожигания КЗО в отдельном агрегате;
- завышенный (относительно теоретически необходимого) коэффициент расхода окислителя и низкий химический КПД газификатора вследствие значительного содержания в получаемом синтез-газе продуктов полного горения ( $CO_2$ ,  $H_2O$ );
- низкая теплота сгорания получаемого синтез-газа и связанные с этим проблемы его устойчивого горения в камере сгорания ГТУ;
- сложность организации ЖШУ и проблемы с шлакованием реактора.

Последнее обстоятельство делало одноступенчатый воздушный реактор неработоспособным и не позволяло стабильно получать даже те низкие показатели, которые упомянуты выше.

Однако процесс воздушной газификации обладает достоинствами, не позволяющими отказываться от его применения:

- отсутствие ВРУ в технологической схеме ПГУ-ВЦГ снижает капитальные затраты на строительство, затраты на собственные



- нужды и упрощает трудноразрешимые вопросы управления процессом газификации при переменных нагрузках;
- идеальный<sup>1</sup> воздушный процесс позволяет осуществить прямое получение топливного синтез-газа в газификаторе с необходимым для ГТУ с сухой камерой сгорания параметрами (без организации дополнительных систем разбавления паром или азотом) и тем самым повысить экономические показатели ПГУ-ВЦГ за счет отказа от дополнительных энергозатратных агрегатов и материалоемких систем (типа азотных компрессоров, системы трубопроводов и т. д.).

Первым коммерческим поточным воздушным газификатором является сданная в коммерческую эксплуатацию в 2014 г. двухступенчатая поточная установка *Mitsubishi Heavy Industries (MHI)* с сухой топливоподачей производительностью 1700 т/сут по углю. Двухступенчатая организация процесса газификации позволяет зонировать основные его этапы (горение и газификация), что приводит к повышению химического КПД до уровня кислородных газификаторов. Принцип действия газификатора типа *MHI* заключается в конструктивном разделении областей горения первичного угля и КЗО, рециркулирующего из второй ступени в первую, и газификации вторичного угля продуктами сгорания из первой ступени (рис. 1.5). Благодаря возврату КЗО на дожигание степень конверсии топлива  $X_C$  у такого реактора выше, чем у эффективно работающего кислородного одноступенчатого и составляет 99,7...99,9 %.

Первая ступень работает в экзотермическом режиме с развитием высокой температуры и ЖШУ. Вторая ступень работает в эндотермическом режиме с выносом КЗО из реактора.

Вдув в верхнюю часть аппарата свежего вторичного угля сопровождается регенерацией физической теплоты продуктов реагирования первой ступени в теплоту сгорания продуктов конверсии второй ступени (рис. 1.5). В результате появляется возможность снижения температуры продуктов конверсии (ниже температуры плавления золы) и соответствующего повышения термодинамической эффективности реактора и химического КПД газификатора.

<sup>1</sup> Под идеальным понимается процесс конверсии угля, при котором в полученном синтез-газе отсутствуют продукты полного горения ( $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ ).

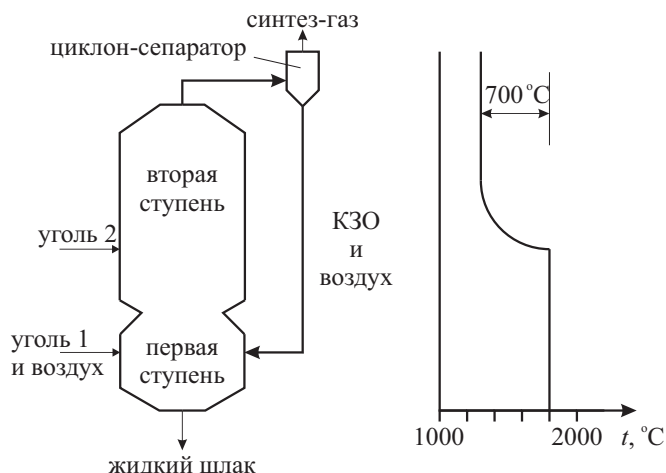
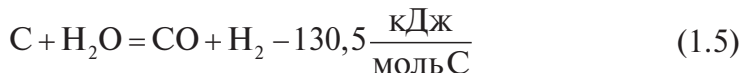


Рис. 1.5. Принципиальная схема работы воздушного газификатора типа МНГ:

*первая ступень* — камера сгорания: уголь1 = летучие вещества +  $C^{\text{нел}}$ ,  
 летучие вещества +  $O_2 = CO_2 + H_2O$ ,  $C^{\text{нел}} + O_2 = CO_2$ ;

*вторая ступень* — камера газификации: уголь2 = летучие вещества +  $C^{\text{нел}}$ ,  $C^{\text{нел}} + CO_2 = 2CO$ ,  $C^{\text{нел}} + H_2O = CO + H_2$ , летучие вещества =  $CO + H_2 + CH_4$

Такой способ снижения температуры на выходе из реактора, осуществляемый за счет эндотермических процессов, получил название «химического охлаждения — квенчинга» (*Chemical Quench*). Таким образом, минимальная температура синтез-газа на выходе из двухступенчатого поточного газификатора определяется кинетикой аллотермических окислительных реакций (1.4) и (1.5) и в зависимости от вида топлива может опускаться до 1000...1100 °C для углей и 600...700 °C для биомассы:



Снижение скорости реагирования во второй ступени влечет значительное увеличение размеров реактора по сравнению с одноступенчатым. Однако благодаря развитой поверхности взаимодействия объемный



принцип химического охлаждения эффективнее поверхностного, применяемого в радиационной секции газоохладителя, а повышение химического КПД положительно влияет на экономичность всей установки.

Невосполнимые потери в современных газификаторах с мембранной стенкой  $\Delta_{ГФ}$  (с механическим недожогом  $q_4$ , шлаком  $q_6$  и в ограждениях  $q_5$ ) составляют, как и в паровых котлах, 3...5 %. Энергетический КПД таких газификаторов, найденный по обратному балансу, может составлять 95...97 %.

Материальный и тепловой баланс газификатора виден на рис. 1.6.

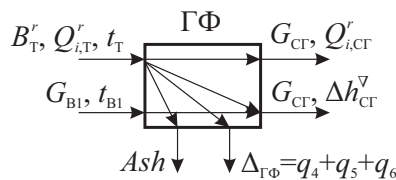


Рис. 1.6. Материальный и тепловой баланс газификатора

Энергетический КПД газификатора по прямому и обратному балансу вычисляется по формуле:

$$\eta_{\Theta} = \frac{G_{CG} \cdot (Q_{i,CG}^r + \Delta h_{CG}^v)}{B_T^r \cdot (Q_{i,T}^r + \bar{c}_{pm,T} \cdot t_T) + G_{B1} \cdot \bar{c}_{pm,B1} \cdot t_{B1}} = 1 - \Delta_{ГФ} = 1 - (q_4 + q_5 + q_6), \quad (1.6)$$

где

$G_{CG}$  — массовый расход получаемого синтез-газа, кг/с;

$Q_{i,CG}^r$  — низшая теплота сгорания получаемого синтез-газа на рабочую массу, МДж/кг газа;

$\Delta h_{CG}^v$  — удельная энтальпия горячего синтез-газа на выходе из газификатора, МДж/кг газа;

$B_T^r$  — массовый расход исходного твердого топлива на рабочую массу, кг/с;

$Q_{i,T}^r$  — низшая теплота сгорания исходного твердого топлива на рабочую массу, МДж/кг угля;

$G_{B1}$  — массовый расход воздуха на газификацию исходного твердого топлива, кг/с;

$\bar{c}_{pm,B1}$ ,  $\bar{c}_{pm,T}$  — удельные массовые средние теплоемкости воздуха и исходного твердого топлива, кДж/(кг·°C);

$t_{B1}$ ,  $t_T$  — температура воздуха и исходного твердого топлива, °C.

### 1.2.2. Газоохладитель

Газоохладитель служит для согласования температуры синтез-газа за газификатором и рабочей температуры в системе газоочистки. Охлаждение газа осуществляют в системах смешивающего и поверхностного типов или их комбинации. В смешивающих агрегатах охлаждение происходит за счет физических или химических процессов.

В *смешивающих газоохладителях с мокрым (водяным) тушением* (именуемых часто газоохладителями «с водяным квенчингом» — „*water quenching*“) поток газа пронизывается струями подогретой до  $\sim 150^\circ\text{C}$  воды (рис. 1.7, б) или барботирует через водяную ванну (рис. 1.4). Синтез-газ после струйного охладителя выходит из агрегата с температурой насыщения водяных паров при соответствующем давлении ( $\sim 200...250^\circ\text{C}$ ). Синтез-газ после барботажного охладителя имеет меньшую температуру.

Газоохладители с мокрым тушением надежны, просты в изготовлении и в эксплуатации, позволяют снижать капитальные затраты до 30 %, но сопровождаются значительными потерями теплоты исходного твердого топлива. В них наиболее радикально решается основная эксплуатационная проблема высокотемпературных установок на твердом топливе, связанная с прохождением критической температуры фазового перехода и остеклования жидкокапельного уноса без контакта с ограждающими поверхностями и их шлакования. Мокрое тушение сопровождается промывкой синтез-газа от ненужных включений (газоочисткой).

В настоящее время газификаторы с водяным тушением синтез-газа (в основном китайские аналоги рассмотренного в разделе 1.2.1 типа) сохраняют нишу для применения в нефте- и химической промышленности (как в основном производстве, так и в заводской энергетике).

В *системах смешивающего типа с сухим тушением* на выходе из высокотемпературной зоны подмешивают охлажденный синтез-газ или водяной пар (газовое или паровое охлаждение), либо подают свежее твердое топливо (химический квенчинг, рассмотренный в разделе 1.2.1). Температура синтез-газа на выходе из таких систем устанавливается достаточной для остеклования жидкокапельного уноса.

*Химический способ охлаждения (химический квенчинг)* является одним из основных способов повышения эффективности узла ВЦГ (и энергоустановки в целом) на ПГУ-ВЦГ с двухступенчатыми газификаторами (ПГУ-ВЦГ *Tampa Polk*, *Wabash River*, *Nakoso*). В них

вторые ступени газификаторов совмещают функции газогенератора и газоохладителя.

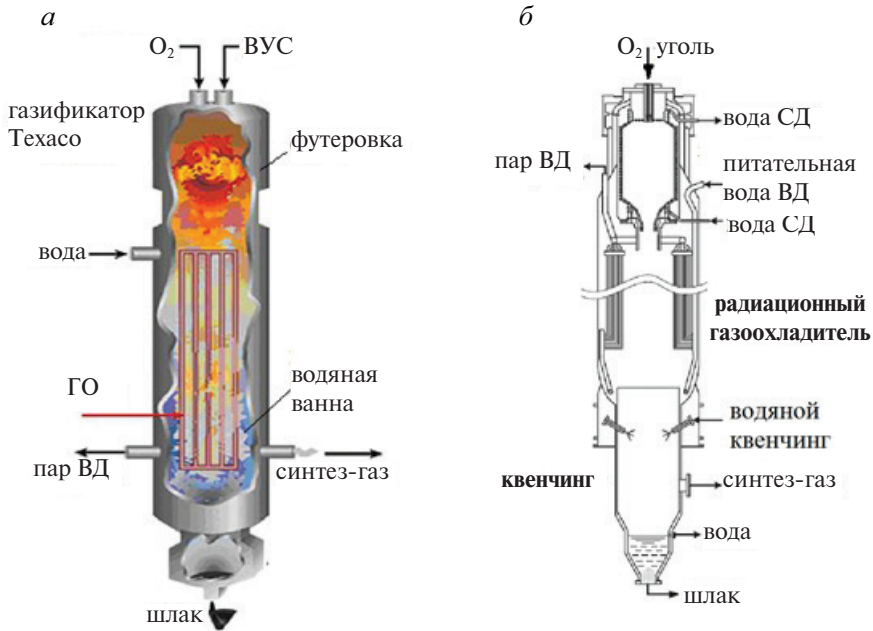


Рис. 1.7. Газификаторы с конвективным (а) и радиационным (б) охладителями синтез-газа

Поверхностные газоохладители работают в режиме КУ с получением слабopегрeтoгo пaрa вoыcoкoгo и cрeднeгo дaвлeния, пeрeдaвaeмoгo (вмeстe с пaрoм из систeм испapитeльнoгo oхлaждeния гaзификaтoрa) в нижний цикл ПГУ-ВЦГ (рис. 1.7). Соотношение паропроизводительности газификатора, газоохладителя и КУ для ПГУ-ВЦГ с ГТУ класса  $1400^{\circ}\text{C}$  составляет 13:89:56 кг/с. В настоящее время по такой схеме с большей или меньшей полнотой работает основная масса действующих ПГУ-ВЦГ. Эффект от применения данной схемы определяется глубиной утилизации физической теплоты синтез-газа.

Система с радиационным и конвективным газоохладителями за газификаторами типа *GE (Texaco)* эксплуатируется на ПГУ-ВЦГ *CoolWater* и *Tampa Polk*.

Система с радиационным газоохладителем, частичным газовым квенчингом и конвективным охладителем за газификаторами типов *Shell* и *Prenflo* применена на ПГУ-ВЦГ *Buggenum* и *Puertollano*, соответственно.

Система с конвективным газоохладителем после двухступенчатых газификаторов типов *E-Gas* и *MHI* с химическим квенчингом во второй ступени применена на ПГУ-ВЦГ *Wabash River* и *Nakoso*.

Система с частичным газовым квенчингом и конвективным газоохладителем за газификатором типа *TRIG* применена на ПГУ-ВЦГ *Kemper*.

КПД-брутто газоохладителя определяется соотношением между уловленной и подведенной теплотами:

$$\eta_{ог} = \frac{D_{п} \cdot \Delta h_{п}}{(1 - \eta_{х} - \Delta_{гф}) \cdot B_{г}^r \cdot Q_{г,г}^r}, \quad (1.7)$$

где

$D_{п}$  — паропроизводительность газоохладителя, кг/с;

$\Delta h_{п}$  — полученная паром удельная теплота, кДж/кг.

Применение радиационно-конвективных газоохладителей при сохранении в качестве базовой системы холодной газоочистки теоретически позволяет уловить и направить в нижний цикл ПГУ-ВЦГ с паром сверхкритических параметров до 25 % теплоты, внесенной с исходным твердым топливом. Однако, повышая КПД цикла ПГУ, такие газоохладители увеличивают капитальные затраты и сокращают годовой ресурс работы оборудования, т. к. материал змеевиков быстро загрязняется и разрушается.

Трудноразрешимые проблемы эксплуатационного характера, связанные с высокотемпературной коррозией и загрязнением теплообменных поверхностей, вызывают у разработчиков сдержанное отношение к идее глубокой утилизации тепла синтез-газа и получения пара высоких параметров. Так, на введенной в 2014 г. ПГУ-ВЦГ *Edwardsport* за газификатором типа *GE* после радиационного газоохладителя применен водяной квенчинг (как это изображено на рис. 1.7, б), приводящий к потере 40...60 % физической теплоты получаемого синтез-газа. Чтобы избежать формирования хлорида аммония ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ), температуру синтез-газа, выходящего из газоохладителя, поддерживают на уровне не более 240 °С.

В связи с ограничениями по высокотемпературной коррозии в газоохладителях обычно предпочитают вырабатывать слабоперегретый или сухой насыщенный пар с параметрами 10 МПа/320 °С...18 МПа/350 °С, позволяющий поддерживать температуру металла внутри газоохладителя не выше 400...450 °С (по другим источникам 500...600 °С).

### 1.2.3. Газоочистка

Выходящий из газификатора сырой синтез-газ перед сжиганием в камере сгорания ГТУ нуждается в очистке от вредных (как для окружающей среды, так и для элементов основного и вспомогательного оборудования) примесей, переходящих в синтез-газ из органической и минеральной части исходного твердого топлива. Это пары щелочных металлов, хлора, азотсодержащие примеси, соединения серы, ртути, а также пылевые частицы золы и сажи.

По технологическим соображениям очистка синтез-газа производится с целью исключения эрозии лопаток и других элементов газовой турбины, отложений на поверхностях теплообмена, коррозии материалов основного и вспомогательного оборудования, а также токсического воздействия на сорбенты и катализаторы, применяемые в ПГУ-ВЦГ.

Сейчас основное внимание уделяют очистке синтез-газа от пыли, соединений топливной серы ( $H_2S$ ,  $COS$ ), топливного азота ( $NH_3$ ,  $HCN$ ), а также от ртути.

По температурному уровню процессы газоочистки делятся на холодную — низкотемпературную *CGC*, теплую — среднетемпературную *WGC* (до 550...600 °С) и горячую — высокотемпературную *HGC* (до ~1000 °С и выше в зависимости от вида удаляемого компонента).

Сегодня освоена и повсеместно используется холодная газоочистка. Теплая газоочистка находится в стадии разработки и освоения. Горячая газоочистка проходит стадию НИОКР.

*Холодная газоочистка* работает на основе физической абсорбции загрязнителей жидкими сорбентами и протекает при наиболее низких температурах (25...30 °С), что существенно ниже температуры насыщения водяных паров при давлении в узле ВЦГ (3...4 МПа). Газоочистка включает удаление твердых частиц в мокром скруббере совместно с охлаждением сырого синтез-газа с ~200...350 до ~100...150 °С и дальнейшее охлаждение при удалении сероводорода ( $H_2S$ ) в системе *MDEA* при 25...30 °С. Синтез-газ после очистки от  $H_2S$  подогревается в газо-водяных или газо-газовых теплообменниках (питательной водой высокого давления, сырым синтез-газом) до температуры ~250...300 °С. Холодная газоочистка хорошо освоена в промышленности и используется в большинстве действующих ПГУ-ВЦГ. Однако вместе с вредными примесями синтез-газ практически полностью теряет аккумулированную в нем низкопотенциальную физическую теплоту и водяные пары ( $H_2O_{сг}$ ), присутствующие в сыром синтез-

газе в значительном количестве. Перевод синтез-газа из влажного состояния в сухое приводит к снижению его массового расхода (потеря рабочего тела ГТУ), увеличению температуры горения и ухудшению экологических показателей процесса. По этой причине в ПГУ-ВЦГ с кислородными газификаторами организуется впрыск пара или питательной воды из КУ в газовый тракт перед газоподогревателями, как показано в разделе 1.1.1.

*Теплая и горячая газоочистки* работают на основе химического поглощения твердыми сорбентами (для очистки от соединений серы, ртути, хлоридов) и термического разложения на катализаторах (для очистки от соединений топливного азота) на основе оксидов алюминия, кремния, цинка и др. Такой процесс не вызывает осушки синтез-газа и не влечет снижение его массового расхода.

Верхний температурный уровень теплой газоочистки (550...600 °С) имеет определенное физическое обоснование. При нем должна завершаться конденсация основной массы минеральных возгонов, нежелательных для работы газовой турбины.

Для некоторых технологий газификации (в плотном и кипящем слое) существует и нижний температурный уровень теплой газоочистки  $t_{\text{ГО}}'' \approx 400$  °С, определяющий начало нежелательной конденсации присутствующих в синтез-газе органических смол.

Теплая газоочистка из-за слабой изученности и сложности организации процесса длительное время находилась в стадии разработки и освоения. Первые натурные испытания теплой газоочистки были проведены при разработке ПГУ-ВЦГ *Nakoso* (Япония) в 1990-е гг. Первая опытная эксплуатация теплой сероочистки была осуществлена в конце 1990-х — начале 2000-х гг. на ПГУ-ВЦГ *Pinon Pine* (США). Однако полученных сведений для внедрения в промышленность оказалось недостаточно. В ПГУ-ВЦГ *Pinon Pine* отказались от теплой газоочистки *WGC* из-за проблем с очисткой неохлажденного синтез-газа от пыли в керамических фильтрах тонкой очистки. По этой причине были проблемы с эрозией лопаток и других элементов газовой турбины, поломками элементов КУ, утечками в узле подготовки синтез-газа к сжиганию и т. д. К настоящему времени узел теплой сероочистки (~320 °С) производительностью 1/5 от всего потока синтез-газа отработан в демонстрационном режиме параллельно с холодной (~45 °С) газоочисткой в ПГУ-ВЦГ *Tampa Polk*, а проектная документация подготовлена к коммерческому использованию.

### 1.2.4. Воздухонагреватель

Воздухонагреватель (воздушный котел — рис. 1.8) предназначен для дополнительного подвода теплоты в термодинамический цикл от независимого источника, осуществляемый за счет высокотемпературного нагрева сжатого воздуха перед подачей в камеру сгорания ГТУ и в газификатор.

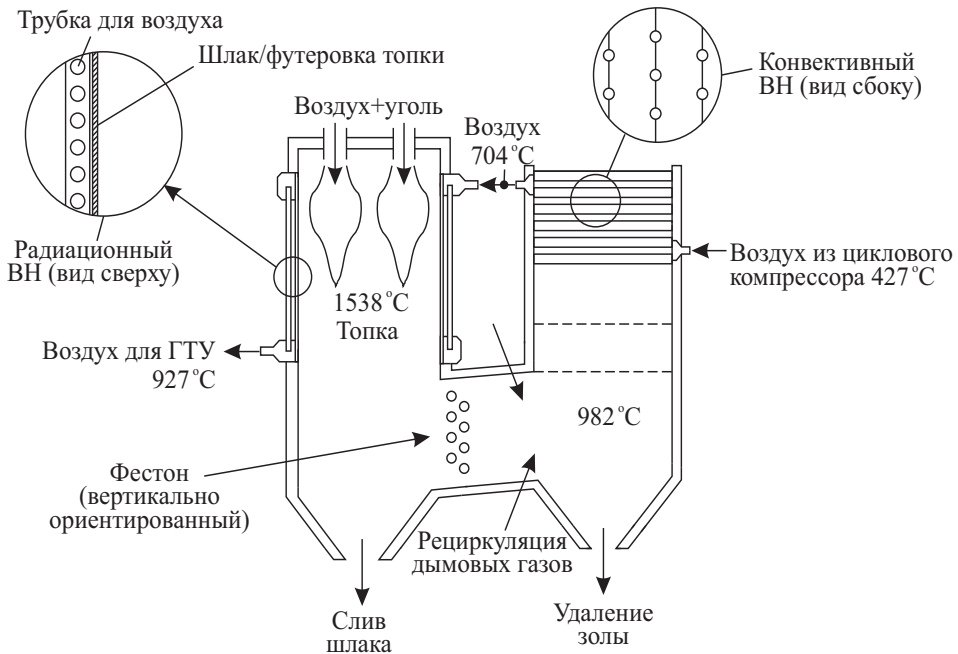


Рис. 1.8. Схема высокотемпературного воздушного котла *HITAF* (*High Temperature Advanced Furnace*) разработки компании *Foster Wheeler*

Применение высокотемпературного нагрева циклового воздуха является мощным методом снижения нагрузки на узел ВЦГ — газификатор, газоохладитель и система газоочистки — за счет снижения потребности ГТУ в топливном газе. В результате снижаются производительность системы получения и подготовки топливного синтез-газа, ее массогабаритные характеристики, стоимость, повышается эффективность ПГУ-ВЦГ в целом. Нагрев компримированного воздуха может быть осуществлен в пылеугольном котле, где испарительные и пароперегревательные поверхности заменены на трубчатые воздухонагревательные элементы. Температура нагрева по условиям стой-



кости трубного металла составляет 800...900 °С, КПД-брутто воздухо-нагревателя 90...92 %.

### 1.2.5. Основные показатели эффективности работы технологической части ПГУ-ВЦГ

Наиболее важным показателем работы технологической части ПГУ-ВЦГ является химический КПД  $\eta_x$  (или КПД холодного газа *CGE* — *Cold Gas Efficiency*). Химический КПД  $\eta_x$  отражает степень преобразования химической энергии исходного твердого топлива в химическую энергию синтез-газа:

$$\eta_x = CGE = \frac{G_{\text{сг}} \cdot Q_{i,\text{сг}}^r}{B_{\text{т}}^r \cdot Q_{i,\text{т}}^r} < 1. \quad (1.8)$$

Для современных поточных газификаторов характерное значение химического КПД лежит в диапазоне  $\eta_x = 0,7...0,8$ . Формальным аналогом  $\eta_x$  при расчете паровых котлов является показатель  $q_3$  — доля теплоты угля, перешедшая в газовые горючие компоненты или химический недожог твердого топлива.

Применительно к ПГУ-ВЦГ величина  $\eta_x$  показывает, какая доля химической энергии исходного твердого топлива поступает в ГТУ с холодным синтез-газом, что имеет место при использовании холодной газоочистки *CGC*.

Использование теплой *WGC* или горячей *HGC* газоочистки предполагает работу ГТУ на теплом или горячем синтез-газе. В этом случае эффективность использования исходного топлива в верхнем цикле оценивают по коэффициенту  $\eta_{\text{хф}}$ , учитывающему передаваемую в ГТУ химическую и физическую теплоту исходного твердого топлива с синтез-газом. В иностранной литературе коэффициент  $\eta_{\text{хф}}$  именуется как *HGE* — *Hot Gas Efficiency* (Giuffrida A., 2010). Коэффициент  $\eta_{\text{хф}}$  определяют по формуле:

$$\eta_{\text{хф}} = HGE = \frac{G_{\text{сг}} \cdot (Q_{i,\text{сг}}^r + \Delta h_{\text{сг}}^{\text{vv}})}{B_{\text{т}}^r \cdot Q_{i,\text{т}}^r} = \eta_x + \eta_{\text{ф}}, \quad (1.9)$$

где

$$\eta_{\text{ф}} = \frac{G_{\text{сг}} \cdot \Delta h_{\text{сг}}^{\text{vv}}}{B_{\text{т}}^r \cdot Q_{i,\text{т}}^r} \text{ — коэффициент передачи в ГТУ энергии исходного}$$

твердого топлива с физической теплотой синтез-газа;

$\Delta h_{\text{сг}}^{\text{vv}}$  — удельная энтальпия синтез-газа после *WGC* и *HGC*.



При передаче физической теплоты синтез-газа в верхний цикл ПГУ-ВЦГ добавка  $\eta_{\Phi}$  к химическому КПД  $\eta_{\chi}$  в формуле (1.9) может составить до 0,2...0,25.

Следует отличать показатель  $HGE \equiv \eta_{\chi\Phi}$  от известного показателя энергетической эффективности установки — энергетического КПД  $\eta_{\varepsilon}$ , определяемого по соотношению (1.6) и учитывающего полный тепловой баланс газификатора.

Отличительной особенностью показателя  $HGE$  является учет физической теплоты синтез-газа  $\Delta h_{\text{сг}}^{\nabla}$  лишь в случае ее поступления в ГТУ.

Например, в ПГУ-ВЦГ с холодной газоочисткой и испарительным охлаждением синтез-газа физическая теплота с соответствующей эффективностью будет передаваться не в верхний (ГТУ), а в нижний (ПТУ) цикл ПГУ-ВЦГ. В этом случае  $\eta_{\chi\Phi} < \eta_{\varepsilon}$  при сохранении высокой энергетической эффективности технологической части в целом, передача энергии в верхний цикл уменьшится, что будет негативно влиять на экономичность ПГУ-ВЦГ.

Если в технологической части ПГУ-ВЦГ с холодной газоочисткой  $CGC$  система утилизации теплоты синтез-газа отсутствует, то она рассеивается в окружающей среде (с охлаждающей водой в системе водяного тушения — квенчинга), создавая известные из котельной техники потери тепла с уходящими газами  $q_2$ :

$$q_2 = \frac{G_{\text{сг}} \cdot \Delta h_{\text{сг}}^{\nabla}}{B_{\text{т}}^r \cdot Q_{\text{т}}^r}. \quad (1.10)$$

При введении в технологическую часть ПГУ-ВЦГ воздухонагревателя (воздушного котла) структура энергетических потоков от исходного твердого топлива к верхнему циклу изменится в соответствии с рис. 1.9.

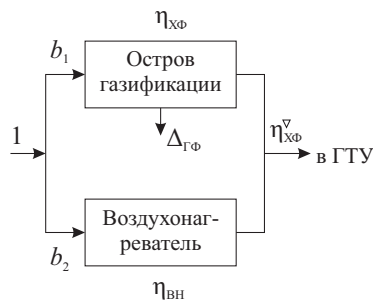


Рис. 1.9. Расчетная схема тепловых потоков в технологической части гибридной ПГУ-ВЦГ

В этом случае в формуле КПД горячего газа ( $HGE$ ) будут введены поправки на дополнительные топливо  $B_T^{BH}$  и теплосодержание нагреваемого воздуха  $\Delta h_{BH}$ :

$$\eta_{ХФ} = HGE = \frac{G_{CG} \cdot (Q_{i,CG}^r + \Delta h_{CG}^{VV}) + B_T^{BH} \cdot \Delta h_{BH}}{(B_T^{GF} + B_T^{BH}) \cdot Q_{i,T}^r} = b_1 \cdot \eta_{ХФ} + b_2 \cdot \eta_{BH}. \quad (1.11)$$

Здесь:

$$b_1 = \frac{B_T^{GF}}{B_T^{GF} + B_T^{BH}},$$

$$b_2 = \frac{B_T^{BH}}{B_T^{GF} + B_T^{BH}},$$

$$b_1 + b_2 = 1,$$

где:

$B_T^{GF}$  — расход исходного твердого топлива в газификатор, кг/с;

$B_T^{BH}$  — расход твердого топлива в воздухонагревателе, кг/с;

$\eta_{BH}$  — КПД-брутто воздухонагревателя;

$b_1, b_2$  — коэффициенты распределения тепловых топливных потоков в газификатор и воздухонагреватель, соответственно.

Конкурентное преимущество той или иной ветви (ВЦГ, ВН) в рассматриваемой схеме зависит от соотношения коэффициентов эффективности использования первичного твердого топлива в узле ВЦГ и в воздухонагревателе. При  $\eta_{BH} > \eta_{ХФ}$  работа воздухонагревателя будет термодинамически выгоднее, чем работа узла ВЦГ, и наоборот.

### 1.2.6. Типы технологической части ПГУ-ВЦГ

Сочетание режимов работы газификатора, газоохладителя и системы газоочистки позволяет провести классификацию технологической части по наиболее важным для идентификации структуры ПГУ-ВЦГ параметрам: количеству и качеству передаваемых в энергетическую часть продуктов — синтез-газа, водяного пара или высоконагретого воздуха (рис. 1.10).

Одна часть потоков из технологической части ПГУ-ВЦГ проходит через парогазовый утилизационный цикл, другая — только через нижний паросиловой цикл.

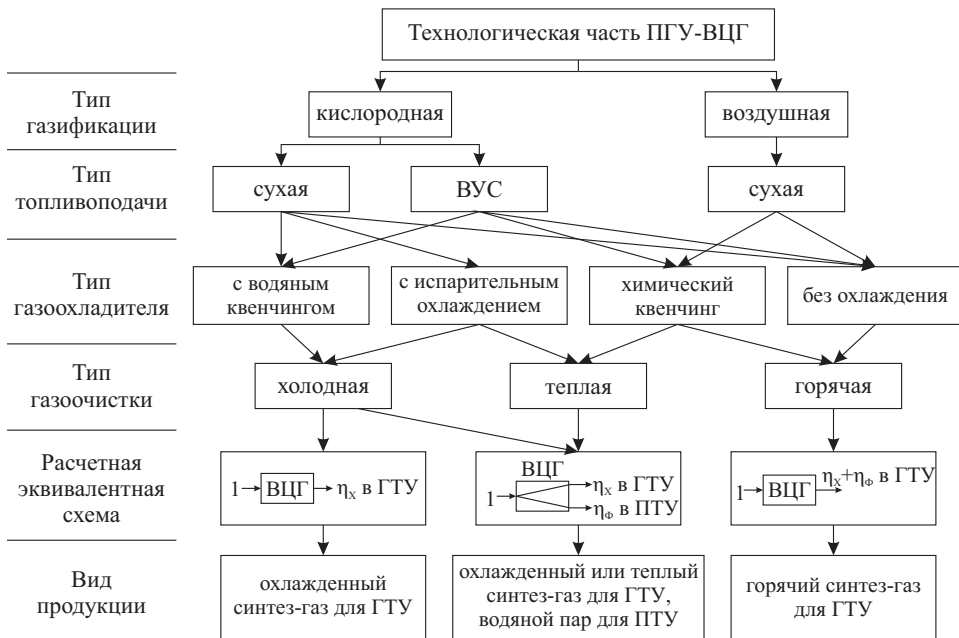


Рис. 1.10. Типы технологической части ПГУ-ВЦГ по назначению производимой продукции

Рассмотрим примеры подсчета энергетической эффективности технологической части ПГУ-ВЦГ, отмечая потребителей энергетических потоков.

1. Технологическая часть с водяным квенчингом:

$$\eta_{\text{ТЧ}} = \eta_x \rightarrow \text{в ПГУ}. \quad (1.12)$$

Здесь  $\eta_x$  — доля теплоты сгорания исходного твердого топлива, конвертируемая в газификаторе в теплоту сгорания холодного синтез-газа (химический КПД газификатора), определяемая по формуле (1.8).

2. Технологическая часть с испарительным охлаждением и холодной газоочисткой:

$$\begin{array}{ccc} \text{в ПГУ} & & \text{в ПСУ} \\ \nearrow & & \nearrow \end{array}$$

$$\eta_{\text{ТЧ}} = \eta_x + \eta_\phi.$$

Здесь  $\eta_\phi = (1 - \eta_x - \Delta_{\text{ГФ}}) \cdot \eta_{\text{ОГ}}$  — доля теплоты исходного твердого топлива, передаваемая в газоохладителе и газификаторе водяному пару, где  $\eta_{\text{ОГ}}$  — КПД-брутто газоохладителя, определяемый по формуле (1.7).

3. *Технологическая часть с испарительным охлаждением, холодной газоочисткой и воздушонагревателем:*

$$\begin{array}{ccc} \text{в ПГУ} & \text{в ПСУ} & \text{в ПГУ} \\ \nearrow & \nearrow & \nearrow \\ \eta_{\text{ТЧ}} = b_1 \cdot \eta_{\text{Х}} + b_1 \cdot \eta_{\text{Ф}} + b_2 \cdot \eta_{\text{ВК}}. \end{array}$$

Здесь  $\eta_{\text{Ф}}$  определяется как в предыдущем случае.

4. *Технологическая часть с горячей газоочисткой и воздушонагревателем (без охлаждения синтез-газа):*

$$\begin{array}{c} \text{в ПГУ} \\ \nearrow \\ \eta_{\text{ТЧ}} = (\eta_{\text{Х}} + \eta_{\text{Ф}}) = 1 - \Delta_{\text{ГФ}} \equiv \eta_{\text{ХФ}}^{\nabla}. \end{array}$$

Здесь  $\eta_{\text{Ф}} = (1 - \eta_{\text{Х}} - \Delta_{\text{ГФ}})$ .

В рассматриваемом случае КПД технологической части достигнет уровня КПД горячего газа  $\eta_{\text{ХФ}}^{\nabla}$ , определяемого по формуле (1.11).

### 1.3. Способы интеграции технологической и энергетической частей ПГУ-ВЦГ по газовоздушному тракту

#### 1.3.1. Назначение интеграционных связей

Между технологической и энергетической частями ПГУ-ВЦГ существуют интеграционные связи, определяющие структурную специфику той или иной ПГУ-ВЦГ.

Базовыми интеграционными связями между технологической и энергетической частями ПГУ-ВЦГ являются:

- 1) связи по рабочему телу верхнего цикла (ГТУ);
- 2) связи по рабочему телу нижнего цикла (ПТУ).

Базовые интеграционные связи по рабочему телу верхнего цикла включают организацию работы по формированию температурного и аэродинамического профиля газовоздушного тракта ПГУ-ВЦГ. Связи по рабочему телу верхнего цикла предназначены для организации двухступенчатого сжигания исходного твердого топлива в ПГУ-ВЦГ. Через набор базовых интеграционных связей по рабочему телу верхнего цикла осуществляется оптимизация параметров работы ГТУ с ВЦГ

и с его вспомогательным оборудованием (ВРУ в случае кислородной газификации, дутьевого или бустерного компрессора в случае воздушной газификации и др.).

Базовые *интеграционные связи по рабочему телу нижнего цикла* определяют тип и степень термодинамического совершенства энергетической части ПГУ-ВЦГ (утилизационная или с параллельной схемой работы). Эталонном сравнения служит ПГУ утилизационного типа на природном газе, обладающая наиболее высокой эффективностью. Наличие технологических и структурных особенностей в освоенных, осваиваемых и перспективных (разрабатываемых) ПГУ-ВЦГ позволяет выделить ряд типов ПГУ-ВЦГ, различающихся по температурному и аэродинамическому профилю газозвоздушного тракта, по глубине и степени интеграции узла ВЦГ и ГТУ и по сопутствующим им корректирующим воздействиям. В настоящее время известно пять вариантов схем, определяемых спецификой связи между технологической и энергетической частями ПГУ-ВЦГ по рабочему телу верхнего цикла, и четыре варианта, определяемых спецификой связи между технологической и энергетической частями ПГУ-ВЦГ по рабочему телу нижнего цикла. Последовательность изложения типов ПГУ-ВЦГ в основном совпадает с трендом технологического развития при соблюдении компромисса между повышением энергетической эффективности, экологичности и эксплуатационной надежности установок.

### **1.3.2. Способы интеграции газозвоздушного тракта ГТУ и узла ВЦГ**

Все ГТУ, спроектированные для работы на стандартном жидком или газообразном топливе (природный газ), нуждаются в модернизации газозвоздушного тракта при переводе на непроектное средне- и низкокалорийное искусственное газовое топливо — синтез-газы кислородной, либо воздушной газификации или побочные газовые продукты металлургических, химических и нефтяных производств (промышленные газы). Модернизация должна проводиться при условии неизменности массового расхода рабочего тела через газовую турбину.

При работе ГТУ на низкокалорийных газах значительную часть рабочего тела  $G_{\text{РТ}}$  формирует массовый поток синтез-газа  $G_{\text{СГ}}$  и потребность в воздухе  $G_{\text{В2}}$  у ГТУ снижается, что проиллюстрировано на рис. 1.11.

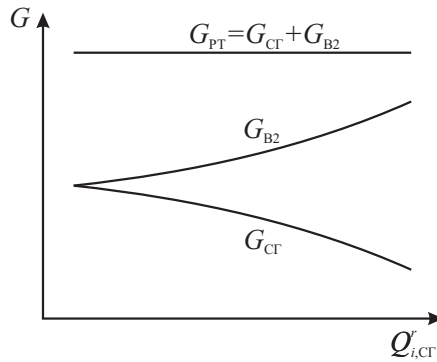


Рис. 1.11. Ситуационный график влияния низшей теплоты сгорания газотурбинного топлива на соотношение потоков газа и воздуха в ГТУ

В результате загрузка циклового компрессора ГТУ уменьшается, по сравнению со штатной (проектной), и он переходит в неэкономичный режим работы, а нагрузка на дополнительное компрессорное оборудование систем, обслуживающих узел ВЦГ, возрастает. Для решения этих проблем применяют различные схемы интеграции газозоудушного тракта ГТУ и узла ВЦГ. Из них наиболее употребительными являются схемы:

- 1) ГТУ и полностью интегрированная кислородная ВЦГ со сбросом азота перед камерой сгорания ГТУ (К1);
- 2) ГТУ и полностью интегрированная воздушная ВЦГ с автономной ВРУ (В1);
- 3) ГТУ и неинтегрированная кислородная ВЦГ со сбросом азота в камеру сгорания ГТУ (К2);
- 4) ГТУ и неинтегрированная кислородная ВЦГ с передачей азота стороннему потребителю (К3);
- 5) ГТУ и неинтегрированная воздушная ВЦГ без ВРУ (В2).

### 1.3.3. ГТУ и полностью интегрированная кислородная ВЦГ со сбросом азота перед камерой сгорания (К1)

По такой схеме работают первая демонстрационная ПГУ-ВЦГ *Puertollano* и первая коммерческая ПГУ-ВЦГ *Buggenum*, оснащенные ГТУ с влажной камерой сгорания и работающие на низкокалорийном синтез-газе (рис. 1.12).

Воздух поступает в ВРУ от циклового компрессора ГТУ, который здесь практически полностью загружен (как и при работе ГТУ на традицион-

ном газовом топливе — природном газе). Выходящие из ВРУ кислород и азот в полном объеме переходят в топливный газ, подаваемый в камеру сгорания ГТУ. Различие в схемах подвода  $N_2$  и питательной воды  $\Delta_2 H_2 O$  у ПГУ-ВЦГ *Buggenum* и *Puertollano* рассмотрено в разделе 1.3.

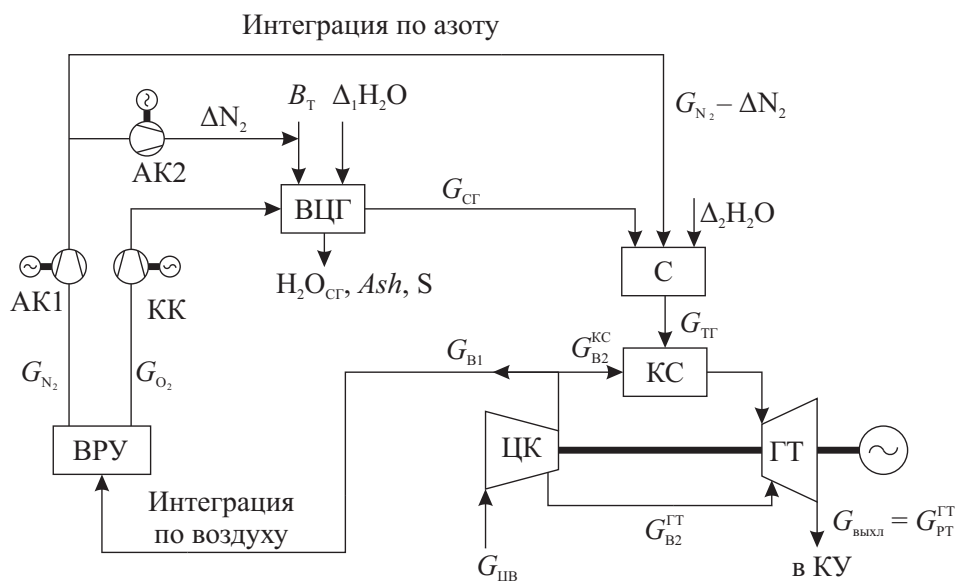


Рис. 1.12. ГТУ и полностью интегрированная кислородная ВЦГ со сбросом азота перед камерой сгорания ГТУ (К1)

Приводы компрессоров АК и КК автономны и в термодинамическом расчете ГТУ не учитываются. Удельная  $l_k$  и полная  $N_k$  работы сжатия циклового компрессора в ГТУ на синтез-газе равны работе сжатия циклового компрессора ГТУ на традиционном газовом топливе  $l_k^*$ ,  $N_k^*$ :

$$l_K = l_K^*, \quad N_K = N_K^*. \quad (1.13)$$

### Основные соотношения:

$$\begin{aligned}
G_{B1} &= G_{O_2} + G_{N_2} \\
G_{B2} &= G_{B2}^{KC} + G_{B2}^{\Gamma T} \\
G_{L1B} &= G_{B1} + G_{B2} \\
G_{CF} &= B_T - Ash - H_2O_{CF} + G_{O_2} + \Delta N_2 + \Delta_1 H_2O \\
G_{TF} &= G_{CF} + G_{N_2} - \Delta N_2 + \Delta_2 H_2O \\
G_{PT} &= G_{TF} + G_{B2}
\end{aligned} \tag{1.14}$$

Будучи теоретически наиболее эффективной, схема с полной интеграцией по воздуху дальнейшего применения не получила, поскольку расположенная между ГТУ и газификатором ВРУ, обладающая плохими динамическими характеристиками, резко усложнила как этапы пуска ГТУ, так и ее эксплуатацию при переменной нагрузке.

Изменение мощности, вырабатываемой ГТУ, связано с изменением расхода и давления на выходе из циклового компрессора и, соответственно, с давлением воздуха перед ВРУ. Это меняет режим работы ректификационных колонн ВРУ, выход и чистоту (состав) продуктов разделения. Динамический отклик ВРУ на возмущение давлением носит слабозатухающий колебательный характер. Длительность переходных процессов в ВРУ, в силу их криогенной природы, составляет от нескольких минут до нескольких часов.

Азот, отводимый из ВРУ, находится при весьма низких температурах и для эффективного смешивания с синтез-газом должен быть нагрет до температуры горячего синтез-газа (обычно  $\sim 150\ldots 250^\circ\text{C}$ ). Для этого перед камерой сгорания устанавливают газовойодяной или парогазовый теплообменник, получающий теплоноситель (пар, питательная вода ВД) от КУ. Колебания потока азота, происходящие при изменении нагрузки на ГТУ, приводят к изменениям температуры и теплоты сгорания топливной смеси.

Периодические изменения концентрации и температуры разбавителя (азот, пар/питательная вода) вызывают изменение теплофизических характеристик синтез-газа и рассогласование гидродинамических и термохимических характеристик подводимого в камеру сгорания топливного газа. Необходимость поддержания тепловой нагрузки при поступлении порции более разбавленного (и, соответственно, менее калорийного топлива) вступает в противоречие с пропускной способностью газоподводящей системы.

Для поддержания в работоспособном состоянии горелочного устройства и камеры сгорания в целом необходимо, чтобы текущие характеристики топлива не отклонялись от расчетного значения за допустимые пределы.

В газотурбостроении эти пределы принято устанавливать с помощью интегрального показателя, представляющего собой «исправленную» теплоту сгорания топлива и именуемого модифицированным индексом Воббе ( $MW$ ):



$$MWI = \sqrt{\frac{\rho_B}{\rho_{TG}} \cdot \frac{T_{STD}}{T_{TG}}} \cdot Q'_{i,TG} \left[ \frac{\text{МДж}}{\text{нм}^3} \right], \quad (1.15)$$

где

$T_{STD}$  — температура при нормальных условиях, равная 273,15 К;

$T_{TG}$  — температура топливного газа, К;

$\rho_{TG}, \rho_B$  — плотность топливного газа и воздуха, кг/нм<sup>3</sup>;

$Q'_{i,TG}$  — низшая теплота сгорания топливного газа, МДж/нм<sup>3</sup>.

Модифицированный индекс Воббе является у разработчиков газотурбинного оборудования основным интегральным показателем взаимозаменяемости газообразных топлив (в том числе при работе на топливах с переменным составом) в камерах сгорания ГТУ без изменения конструкции горелочных устройств. Допустимые отклонения  $MWI$  зависят от способа сжигания и лежат в пределах 5...10 % от расчетных значений. Верхний предел соответствует диффузионным камерам сгорания, которые лучше, чем камеры сгорания с предварительным смешением, приспособлены к изменению  $MWI$ . Однако колебания  $MWI$ , связанные с переменной нагрузкой ГТУ в полностью интегрированной схеме, могут выходить за указанные пределы. Для обеспечения эффективного контроля  $MWI$  в полностью интегрированной схеме необходимо применение сложных систем управления узлом ВЦГ и ВРУ.

В котельной технике аналогичная проблема управления тепловой нагрузкой при переменном составе топлива возникает в существенно более упрощенном варианте при работе на угле и мазуте.

#### 1.3.4. ГТУ и полностью интегрированная воздушная ВЦГ с автономной ВРУ (В1)

В ПГУ-ВЦГ *Nakoso* ГТУ оснащена *сухой* камерой сгорания и работает на низкокалорийном синтез-газе. Цикловый компрессор в ней, как и в предыдущей схеме (рис. 1.12), полностью загружен, а для подачи азотом  $\Delta N_2$  угля в газификатор установлена маломасштабная ВРУ, в которую подается ~20 % от необходимого для газификации воздуха (рис. 1.13).

Соотношение газовых потоков, поступающих в газификатор (на 1 кг угля), следующее:

- воздух из ЦК — 3 кг;
- азот с углем — 0,5 кг;
- кислород — 0,2 кг.

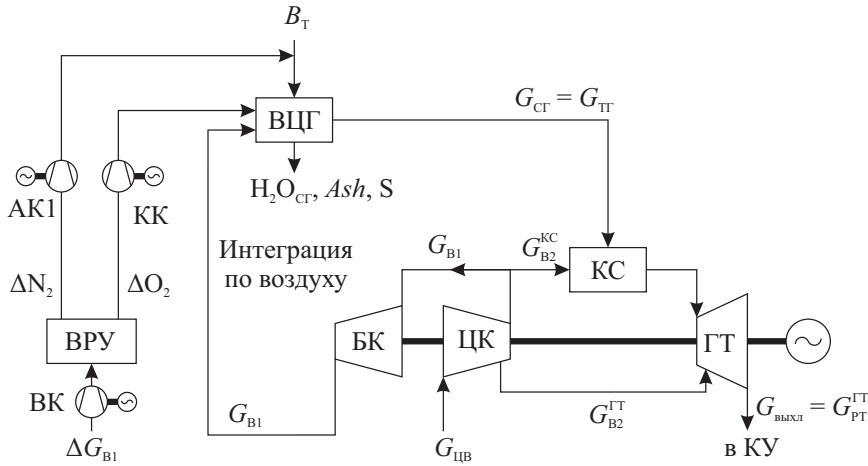


Рис. 1.13. ГТУ и полностью интегрированная воздушная ВЦГ с автономной ВРУ (В1)

Основные соотношения:

$$\begin{aligned}
 \Delta G_{B1} &= \Delta O_2 + \Delta N_2 \\
 G_{B2} &= G_{B2}^{KC} + G_{B2}^{IT} \\
 G_{ЦВ} &= G_{B1} + G_{B2} \\
 G_{CT} &= B_T - Ash - H_2O_{CT} + G_{B1} + \Delta G_{B1} \\
 G_{TT} &= G_{CT} \\
 G_{PT} &= G_{TT} + G_{B2}
 \end{aligned}
 \tag{1.16}$$

Отсутствие ВРУ между ГТУ и газификатором благоприятно влияет на динамические свойства газовоздушного тракта ГТУ с ВЦГ и обеспечивает эффективное управление и эксплуатационную надежность установки.

Обслуживающая систему топливоподачи маломасштабная ВРУ работает автономно в стационарном режиме и не создает неуправляемых возмущений режима конверсии угля при переменной нагрузке ГТУ, свойственных предыдущему варианту.

Азот в применяемой схеме воздушной технологии газификации является неотъемлемой частью выходящего из реактора синтез-газа и не создает проблем смешивания и подогрева перед камерой сгорания ГТУ.

В данной схеме наиболее полно реализуются основные достоинства, присущие полной интеграции технологической и энергетической частей ПГУ-ВЦГ по газовоздушному тракту.

В разрабатываемой в УрФУ гибридной ПГУ-ВЦГ (рис. 1.14), в отличие от схемы ПГУ-ВЦГ *Nakoso*, для управления составом синтез-газа предусмотрены подача в газификатор водяного пара и высокотемпературный перегрев дутьевого воздуха  $G_{B1}$  в воздухонагревателе ВН1, а для снижения нагрузки на узел ВЦГ — второй воздухонагреватель ВН2 (рис. 1.14).

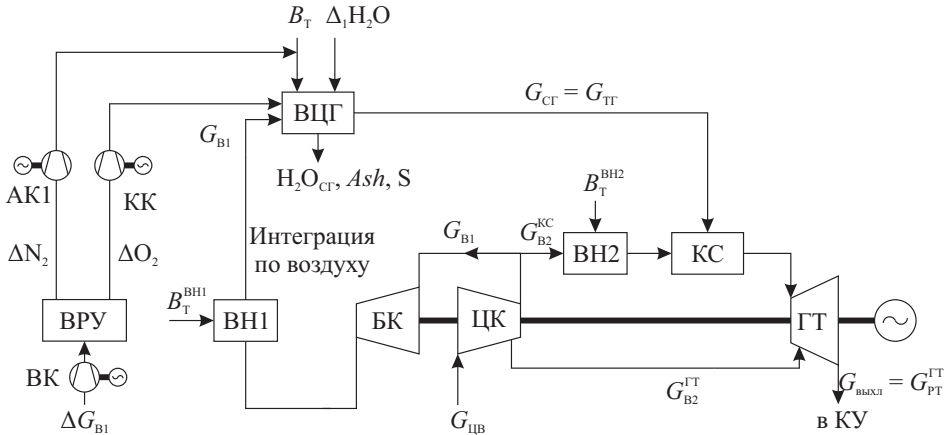


Рис. 1.14. ГТУ и полностью интегрированная воздушная ВЦГ с автономной ВРУ и воздухонагревателем (В1.1)

Нагрев дутьевого воздуха является альтернативным (обогащению кислородом) способом повышения интенсивности процессов горения и газификации. При этом уменьшается нагрузка на узел ВЦГ и обслуживающий его дожимной (бустерный) компрессор, снижаются габаритные размеры и стоимость, появляется возможность обогащения воздушного дутья водяным паром и корректировки соотношения  $H_2/CO$  в получаемом синтез-газе, что влияет на энергетические и экологические показатели работы ГТУ.

Основные соотношения:

$$\begin{aligned}
 \Delta G_{B1} &= \Delta O_2 + \Delta N_2 \\
 G_{B2} &= G_{B2}^{KC} + G_{B2}^{ГТ} \\
 G_{CB} &= G_{B1} + G_{B2} \\
 G_{CT} &= B_T - Ash - H_2O_{CT} + G_{B1} + \Delta G_{B1} + \Delta_1 H_2O \\
 G_{TT} &= G_{CT} \\
 G_{PT} &= G_{TT} + G_{B2}
 \end{aligned} \tag{1.17}$$

### 1.3.5. ГТУ и неинтегрированная кислородная ВЦГ со сбросом азота в камеру сгорания ГТУ (K2)

В ПГУ-ВЦГ *Tampa Polk* ГТУ оснащена сухой камерой сгорания и работает на среднекалорийном газе. В ней азот из ВРУ сбрасывается не в синтез-газ перед камерой сгорания, а непосредственно в камеру сгорания, снижая концентрацию окислителя. Компрессор ВК, подающий воздух  $G_{B1}$  в ВРУ, и компрессоры АК и КК имеют независимый от ЦК привод (рис. 1.15). Это ликвидирует взаимное влияние ВРУ и ГТУ в переходных режимах и не сопровождается неконтролируемой раскачкой процесса конверсии угля в газификаторе, свойственной первому варианту (рис. 1.12), но сохраняет проблемы со стабилизацией индекса  $MWI$ . Затраты мощности на сжатие воздуха для узла ВЦГ здесь относятся к общестанционным нуждам.

Основные соотношения:

$$\begin{aligned}
 G_{B1} &= G_{O_2} + G_{N_2} \\
 G_{B2} &= G_{CB} = G_{B2}^{KC} + G_{B2}^{GT} \\
 G_{CT} &= B_T - Ash - H_2O_{CT} + G_{O_2} + \Delta N_2 + \Delta_1 H_2O \\
 G_{TT} &= G_{CT} \\
 G_{PT} &= G_{TT} + G_{B2} + G_{N_2}
 \end{aligned} \tag{1.18}$$

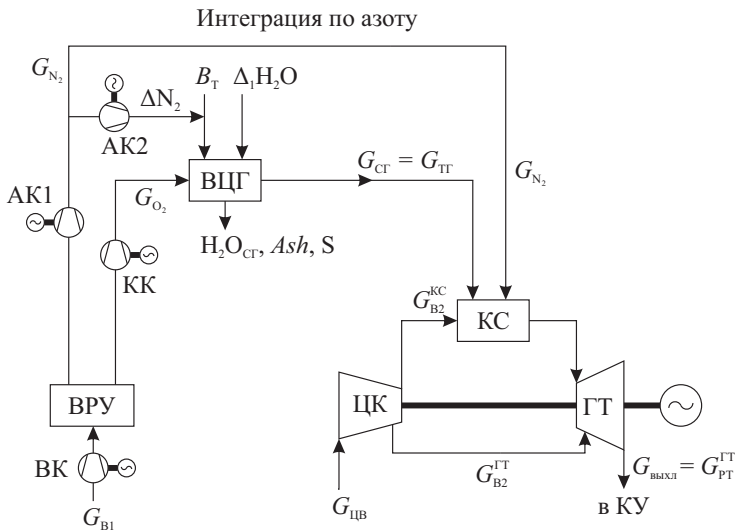


Рис. 1.15. ГТУ и неинтегрированная кислородная ВЦГ со сбросом азота в камеру сгорания ГТУ (K2)

Основной недостаток схемы — цикловый компрессор оказывается существенно недогружен (рис. 1.15) и вынужден работать в ненормальном режиме. Для согласования используют направляющий аппарат на входе в компрессор, позволяющий снизить массовый расход до 15 %, при этом КПД-нетто ГТУ, учитывающий затраты мощности циклового компрессора и ВРУ, снижается на 2...3 %. При необходимости в большем уменьшении расхода применяют обрезку лопаток до необходимой высоты. Так поступают при переводе ГТУ на низкокалорийный промышленный газ (типа доменного газа), невзирая на значительное снижение внутреннего относительного КПД компрессора.

### 1.3.6. ГТУ и неинтегрированная кислородная ВЦГ с передачей азота стороннему потребителю (КЗ)

В ПГУ-ВЦГ *Wabash River* ГТУ оснащена влажной камерой сгорания и работает на среднекалорийном газе. В ней компрессор ВК, подающий воздух  $G_{B1}$  в ВРУ, как и в предыдущем случае, имеет независимый от ЦК привод (рис. 1.16).

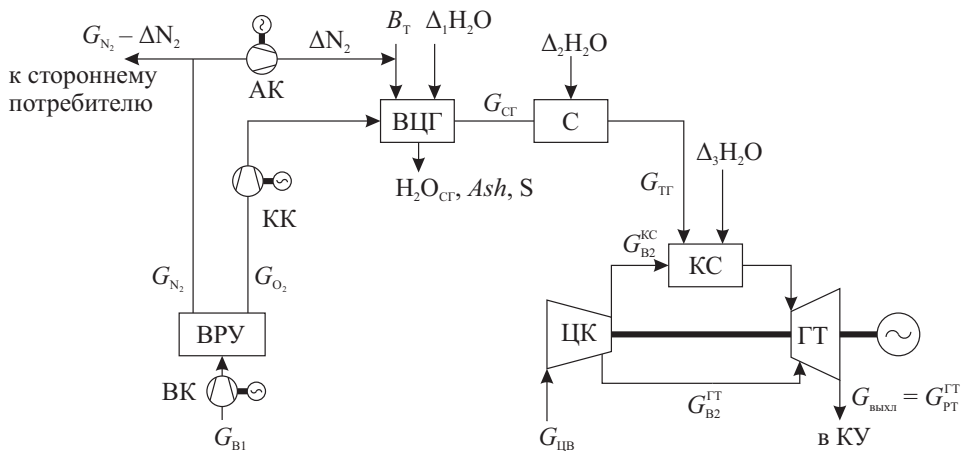


Рис. 1.16. ГТУ и неинтегрированная кислородная ВЦГ с передачей азота стороннему потребителю (КЗ)

Однако лишь ~23 % от потока воздуха  $G_{B1}$  попадает в виде кислорода в узел ВЦГ (рис. 1.16). Остальные ~77 % (азот) за вычетом  $\Delta N_2$ , расходуемого на транспортировку угля, отправляются стороннему потребителю или сбрасываются в атмосферу. Рассматриваемая схема еще менее экономична, чем предыдущая, поскольку при сохранении затрат

мощности на работу ВРУ расход полезно используемого в схеме газообразного продукта уменьшается в несколько раз.

Основные соотношения:

$$\begin{aligned}
 G_{B1} &= G_{O_2} + G_{N_2} \\
 G_{B2} &= G_{ЦВ} = G_{B2}^{KC} + G_{B2}^{ГТ} \\
 G_{СГ} &= B_T - Ash - H_2O_{СГ} + G_{O_2} + \Delta N_2 + \Delta_1 H_2O \\
 G_{ТГ} &= G_{СГ} + \Delta_2 H_2O \\
 G_{РТ} &= G_{ТГ} + G_{B2}
 \end{aligned} \quad (1.19)$$

### 1.3.7. ГТУ и неинтегрированная воздушная ВЦГ без ВРУ (B2)

В ПГУ-ВЦГ *Kemper* ГТУ оснащена сухой камерой сгорания (как в ПГУ-ВЦГ *Nakoso*) и работает на низкокалорийном газе. В ней компрессор, подающий воздух  $G_{B1}$  в узел ВЦГ, имеет независимый привод (рис. 1.17).

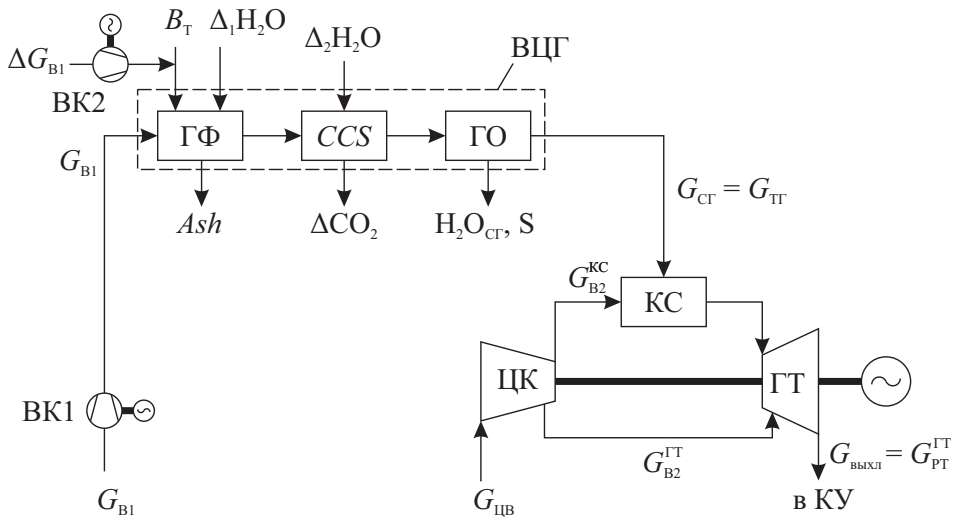


Рис. 1.17. ГТУ и неинтегрированная воздушная ВЦГ без ВРУ (B2)

Подача угля в газификатор осуществляется охлажденным сжатым (в автономном компрессоре) воздухом  $\Delta G_{B1}$ . По режиму работы циклового компрессора схема повторяет две предыдущие (рис. 1.15 и 1.16). Обогащенный водородом (за счет удаления  $CO_2$  по технологии *pre-*

*combustion CCS*), осушенный и подогретый топливный синтез-газ подается в камеру сгорания ГТУ.

Основные соотношения:

$$\begin{aligned} G_{B2} &= G_{ЦВ} = G_{B2}^{KC} + G_{B2}^{ГТ} \\ G_{СГ} &= B_T - Ash + G_{B1} + \Delta G_{B1} + \Delta_1 H_2O \\ G_{ТГ} &= G_{СГ} + \Delta_2 H_2O - \Delta CO_2 - H_2O_{СГ} \\ G_{РТ} &= G_{ТГ} + G_{B2} \end{aligned} \quad (1.20)$$

По неинтегрированной схеме с независимым газовым компрессором работает на низкокалорийном доменном газе ПГУ *Kimitsu*.

Для того чтобы ответить на вопрос, какая из схем эффективнее, следует в первую очередь сравнить эффективность работы автономных компрессоров и циклового компрессора. Так, КПД автономных компрессоров АК, КК и ВК может заметно отличаться от КПД циклового компрессора как в большую, так и в меньшую сторону. С учетом двойных потерь при преобразовании механической энергии в электрическую (в электрогенераторе ГТУ) и электрической энергии в механическую (в двигателях автономных компрессоров) с КПД ~98 % оказывается, что оптимальная степень интеграции занимает промежуточное положение между рассмотренными здесь предельными случаями. По некоторым данным, оптимальная степень интеграции ВРУ и ГТУ по воздуху может составлять 25... 50 %, а по азоту — 50...80 %. С переходом от холодной газоочистки *CGC* к теплой *WGC* степень интеграции по азоту уменьшается от верхнего уровня до нижнего, в связи с появлением необходимых затрат азота на регенерацию сорбента в системе *WGC*.

#### 1.4. Способы интеграции технологической и энергетической частей ПГУ-ВЦГ по пароводяному тракту

Объединение технологической и энергетической частей по рабочему телу нижнего цикла позволяет выделить четыре типа ПГУ-ВЦГ (рис. 1.18).

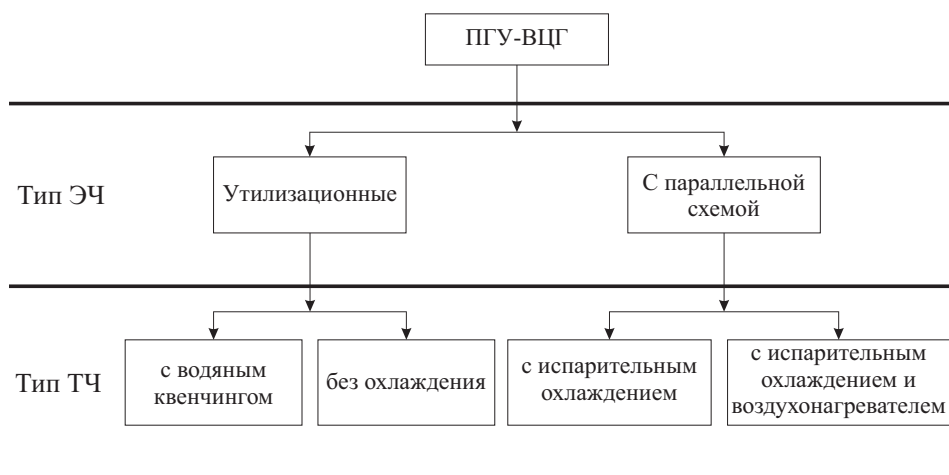


Рис. 1.18. Классификация ПГУ-ВЦГ по способам интеграции пароводяного тракта технологической и энергетической частей

#### 1.4.1. Утилизационная ПГУ-ВЦГ с водяным квенчингом в технологической части

На рис. 1.19 приведена структурная схема ПГУ-ВЦГ с футерованным газификатором и охлаждением синтез-газа в установке с водяным квенчингом барботажного типа, что сопровождается значительной потерей физического тепла синтез-газа, но не ведет к его осушке.

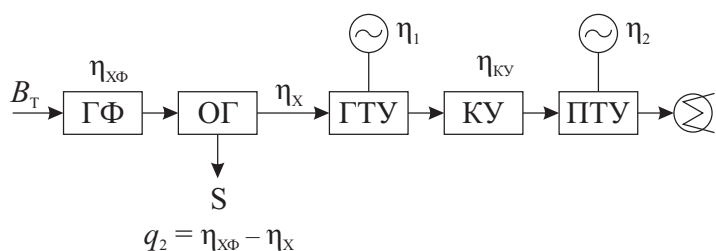


Рис. 1.19. Структурная схема утилизационной ПГУ-ВЦГ с водяным квенчингом

Пользуясь известной терминологией, отнесем эту ПГУ-ВЦГ к утилизационному типу (с КУ). Такую конфигурацию имели демонстрационные ПГУ-ВЦГ *CoolWater* (1984–1989 г.), *Hydrogen Energy California Project* и *Cash Greek Generation Project*, в составе которых применялись ранние



модификации поточных газификаторов с водяным охлаждением синтез-газа — *Texaco* (см. рис. 1.4). По близкой схеме работает ПГУ-ВЦГ *Vresova* (запущена в 2008 г. в коммерческом режиме) с поточным газификатором *GSP* (ныне *Siemens*), слоевыми газификаторами *Lurgi* и газификатором с высокотемпературным кипящим слоем *HTW* (ранняя ПГУ-ВЦГ *Vresova*, запущенная в 1996 г.), использующими водяной квенчинг.

Термический КПД установок рассматриваемого типа оценивается по простой зависимости, отличающейся от обычно используемой для утилизационной ПГУ множителем  $\eta_x$ :

$$\eta_{\text{ПГУ-ВЦГ}} = \eta_x \cdot (\eta_1 + (1 - \eta_1) \cdot \eta_{\text{КУ}} \cdot \eta_2) = \eta_x \cdot \eta_{\text{ЭЧ}}^{\text{УТ}}. \quad (1.21)$$

Предположим, что работа энергоагрегатов ГТУ и ПТУ не зависит от состава, сжигаемого в ГТУ топливного газа ( $\eta_1^{\text{СГ}} = \eta_1^{\text{ПГ}} = \eta_1$ ;  $\eta_2^{\text{СГ}} = \eta_2^{\text{ПГ}} = \eta_2$ ;  $\eta_{\text{КУ}}^{\text{СГ}} = \eta_{\text{КУ}}^{\text{ПГ}} = \eta_{\text{КУ}}$ ;  $\eta_{\text{ЭЧ}}^{\text{УТ}} = \eta_{\text{NGCC}}$ ). Такое представление является существенным допущением и на практике реализуется лишь в отдельных случаях. Однако оно удобно для проведения прозрачного факторного анализа.

В этом случае различие в термической эффективности между ПГУ-ВЦГ рассматриваемого типа и ПГУ-ПГ с КУ определится величиной химического КПД, лежащего для указанных типов газификаторов в интервале  $\eta_x = 0,7...0,8$ .

Соответственно величина технологического разрыва  $\Delta_{\text{ТР}}$  между ПГУ-ВЦГ с водяным охлаждением синтез-газа и ПГУ-ПГ с КУ может достигать до 20...30 %:

$$\Delta_{\text{ТР}} = 1 - \frac{\eta_{\text{ПГУ-ВЦГ}}}{\eta_{\text{ПГУ-ПГ}}} = 1 - \eta_x \approx 0,2...0,3.$$

Такие потери для энергетических приложений недопустимо велики, что и привело к сворачиванию работы ПГУ-ВЦГ рассматриваемого типа.

#### 1.4.2. ПГУ-ВЦГ с параллельной схемой работы

В технологической части ПГУ-ВЦГ этого типа с холодной газоочисткой *CGC* производится не один, а два целевых продукта — осушенный холодный синтез-газ для ГТУ и слабоперегретый пар среднего и высокого давления для ПТУ (рис. 1.20). Пар поступает в основном из рекуперативного газоохладителя и в меньшей степени из системы испарительного охлаждения газификатора в соотношении ~6,5:1 кг/кг,

которые выполняют функции выносных испарительных поверхностей КУ. Подключение их в  $\sim 2$  раза повышает общий расход питательной воды и пара через КУ и мощность ПТУ. Происходящее при этом заметное снижение температуры уходящих газов влечет рост КПД котла-утилизатора и КПД-брутто нижнего цикла.

Отдаленным аналогом ПГУ-ВЦГ с испарительным охлаждением является двухтопливная ПГУ с параллельной схемой работы, предназначенная в основном для реновации устаревших угольных ПТУ в старопромышленных регионах. Сильные и слабые стороны этого проекта детально описаны в отечественной литературе.

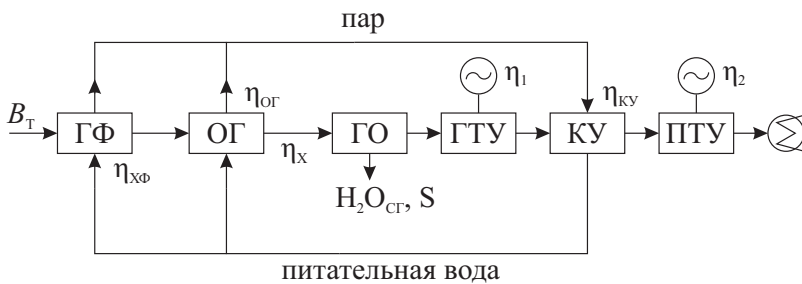


Рис. 1.20. Структурная схема ПГУ-ВЦГ с параллельной схемой работы

Структурный анализ энергетических потоков в ПГУ-ВЦГ с испарительным охлаждением позволяет на основании принципа декомпозиции заменить структурную схему, приведенную на рис. 1.20, эквивалентной расчетной схемой с двумя параллельными ветвями, выходящими из общего узла (газификатор) с собственными потерями  $\Delta_{ГФ}$  (рис. 1.21).

Коэффициенты распределения потоков  $b_1$  и  $b_2$  для такой схемы вытекают из соотношения (1.6). При работе газификатора на холодном воздухе ( $t_T = t_{B1} = 0^\circ \text{C}$ ) коэффициенты распределения примут вид:

$$\begin{aligned}
 b_1 &= \frac{G_{сг} \cdot Q'_{i,сг}}{B'_T \cdot Q'_{i,T} \cdot (1 - \Delta_{ГФ})} = \frac{\eta_X}{1 - \Delta_{ГФ}} \equiv \frac{\eta_X}{\eta_{\Theta}}, \\
 b_2 &= \frac{G_{сг} \cdot \Delta h_{сг}^{\nabla}}{B'_T \cdot Q'_{i,T} \cdot (1 - \Delta_{ГФ})} = \frac{\eta_X}{1 - \Delta_{ГФ}} \cdot \frac{\Delta h_{сг}^{\nabla}}{Q'_{i,сг}}, \\
 b_1 + b_2 &= \frac{\eta_X}{1 - \Delta_{ГФ}} \cdot \left( 1 + \frac{\Delta h_{сг}^{\nabla}}{Q'_{i,сг}} \right).
 \end{aligned} \tag{1.22}$$

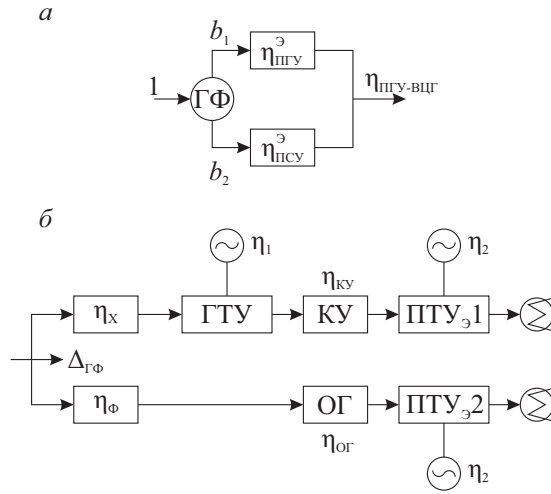


Рис. 1.21. Генерализованная (а) и развернутая (б) эквивалентные расчетные схемы ПГУ-ВЦГ с параллельной схемой работы

В формулах (1.22) параметр  $b_1$  определяет часть теплоты сгорания-нетто угля, которая подводится с холодным синтез-газом к верхнему циклу и последовательно преобразуется в механическую энергию сначала в верхнем цикле, а затем в нижнем цикле, а параметр  $b_2$  — часть теплоты сгорания-нетто угля, передаваемая в газоохладитель и далее в нижний цикл.

Доля подведенной в верхний цикл теплоты по отношению к суммарному с точностью до обозначений совпадает с известным из теории комбинированных циклов параметром, именуемым степенью бинарности  $\beta$  (Трухний А. Д., 2013):

$$\frac{b_1}{b_1 + b_2} = \frac{G_{\text{сг}} \cdot Q'_{i,\text{сг}}}{G_{\text{сг}} \cdot (Q'_{i,\text{сг}} + \Delta h_{\text{сг}}^{\text{в}})} = \frac{Q'_{i,\text{сг}}}{Q'_{i,\text{сг}} + \Delta h_{\text{сг}}^{\text{в}}} \equiv \beta. \quad (1.22a)$$

Мощность-брутто ПГУ-ВЦГ:

$$\begin{aligned} N_{\text{ПГУ-ВЦГ}} &= B_{\text{Т}} \cdot Q'_{i,\text{Т}} \cdot \eta_{\text{ПГУ-ВЦГ}} = \\ &= B_{\text{Т}} \cdot Q'_{i,\text{Т}} \cdot (1 - \Delta_{\text{ГФ}}) \cdot b_1 \cdot \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} + B_{\text{Т}} \cdot Q'_{i,\text{Т}} \cdot (1 - \Delta_{\text{ГФ}}) \cdot b_2 \cdot \eta_{\text{ПСУ}}^{\text{э}}. \end{aligned} \quad (1.23)$$

Термический КПД ПГУ-ВЦГ:

$$\eta_{\text{ПГУ-ВЦГ}} = (1 - \Delta_{\text{ГФ}}) \cdot (b_1 \cdot \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} + b_2 \cdot \eta_{\text{ПСУ}}^{\text{э}}).$$

Ветвь, проходящая через ГТУ, КУ и часть ПТУ, формирует эквивалентную ПГУ утилизационного типа с КПД  $\eta_{\text{ПГУ}}^{\ominus}$ :

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\ominus} = \eta_l + (1 - \eta_l) \cdot \eta_{\text{КУ}} \cdot \eta_2. \quad (1.24)$$

Ветвь, включающая газоохладитель, генерирующий пар, и соответствующую часть ПГУ, формирует эквивалентную паросиловую установку (ПСУ) с КПД  $\eta_{\text{ПСУ}}^{\ominus}$ :

$$\eta_{\text{ПСУ}}^{\ominus} = \eta_{\text{ОГ}} \cdot \eta_2. \quad (1.25)$$

Величина  $\eta_{\text{ПГУ}}^{\ominus}$  совпадает с КПД энергетической части  $\eta_{\text{ЭЧ}}^{\text{УТ}}$  в ПГУ-ВЦГ утилизационного типа (с водяным квенчингом):

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\ominus} = \eta_{\text{ЭЧ}}^{\text{УТ}}.$$

С учетом изложенного:

$$\eta_{\text{ПГУ-ВЦГ}} = (1 - \Delta_{\text{ГФ}}) \cdot (\beta \cdot \eta_{\text{ЭЧ}}^{\text{УТ}} + (1 - \beta) \cdot \eta_{\text{ПСУ}}^{\ominus}). \quad (1.26)$$

Как видно, термический КПД ПГУ-ВЦГ определяется как КПД работающей на готовом холодном синтез-газе ПГУ (с параллельной схемой работы) с поправкой на потери во входном узле — газификаторе:  $(1 - \Delta_{\text{ГФ}}) \equiv \eta_{\text{Э}}^{\text{ГФ}}$  (см. формулу 1.6):

$$\begin{aligned} \eta_{\text{ПГУ-ВЦГ}} &= \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{с ВЦГ}} = \eta_{\text{Э}}^{\text{ГФ}} \cdot \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{без ВЦГ}}, \\ \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{без ВЦГ}} &= \beta \cdot \eta_{\text{ЭЧ}}^{\text{УТ}} + (1 - \beta) \cdot \eta_{\text{ПСУ}}^{\ominus}. \end{aligned} \quad (1.27)$$

Доля утилизационной мощности в формировании экономичности ПГУ-ВЦГ, как и при работе на готовом газе, пропорциональна степени бинарности установки  $\beta$ .

Разрыв в экономичности между ПГУ-ВЦГ и ПГУ на готовом синтез-газе для современного оборудования составляет 3...5%:

$$\Delta\eta = \eta_{\text{ПГУ-ВЦГ}} - \eta_{\text{ПГУ без ВЦГ}} = 1 - \Delta_{\text{ГФ}} = 0,03...0,05. \quad (1.28)$$

Данные по технологическому разрыву в экономичности между ПГУ-ВЦГ и ПГУ на природном газе по фактическим и расчетным данным, публикуемые в специальной литературе, приведены в табл. 1.1:

Таблица 1.1

Разрыв в экономичности воздушной ПГУ-ВЦГ и ПГУ на природном газе

| Класс ГТУ                        | <i>D</i> | <i>F</i>    | <i>G</i> | <i>J</i> |
|----------------------------------|----------|-------------|----------|----------|
| $t'_{\text{ГТ}}, ^\circ\text{C}$ | 1200     | 1300...1400 | 1500     | 1600     |

Окончание табл. 1.1

| Класс ГТУ                          | $D$ | $F$       | $G$ | $J$       |
|------------------------------------|-----|-----------|-----|-----------|
| $N_{\text{нетто}}$ ПГУ-ВЦГ,<br>МВт | 250 | 280...300 | 450 | 680...780 |
| $\Delta\eta_{\text{нетто}}, \%$    | 4,4 | 7,1       | 9,5 | 10,2      |

Как видно, технологический разрыв в экономичности  $\Delta\eta_{\text{нетто}}$  между воздушными ПГУ-ВЦГ и ПГУ на природном газе нарастает по мере повышения класса ( $t'_{\text{ГТ}}$ ) оборудования от 4,4 до 10,2 %. Для ПГУ с ГТУ класса  $D$  этот разрыв практически полностью покрывается потерями в газификаторе, составляющими 3...5 %. Для ПГУ с ГТУ более высокого класса, работающими с меньшими избытками воздуха и повышенным КПД  $\eta_{\text{л}}$ , на первый план выступают различия в соотношении мощностей верхнего и нижнего циклов (степень бинарности  $\beta$ ) и различия в составе и теплофизических свойствах рабочих тел.

*Гибридная ПГУ-ВЦГ с параллельной схемой работой.* Снижение технологического разрыва возможно и при применении других схем ПГУ-ВЦГ. Расчетная схема гибридной ПГУ-ВЦГ с параллельной схемой работы приведена на рис. 1.22.

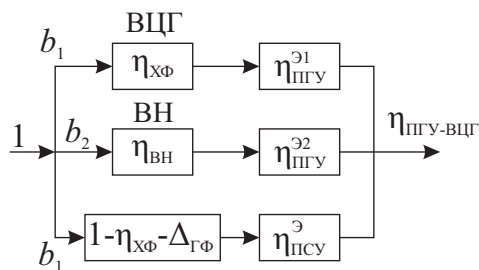


Рис. 1.22. Расчетная схема гибридной ПГУ-ВЦГ с испарительным охлаждением и воздухонагревателем

Здесь:

$$b_1 = \frac{B_{\text{Т}}^{\Gamma\Phi}}{B_{\text{Т}}^{\Gamma\Phi} + B_{\text{Т}}^{\text{ВН}}},$$

$$b_2 = \frac{B_{\text{Т}}^{\text{ВН}}}{B_{\text{Т}}^{\Gamma\Phi} + B_{\text{Т}}^{\text{ВН}}},$$

$$b_1 + b_2 = 1;$$

$\eta_{\text{ХФ}} = \eta_{\text{Х}} + \eta_{\text{Ф}}$  — доля теплоты сгорания угля  $b_1$ , поступающая с горячим топливным синтез-газом в ГТУ из узла ВЦГ;

$(1 - \eta_{\text{ХФ}} - \Delta_{\text{ГФ}})$  — доля теплоты сгорания угля  $b_1$ , поступающая из системы испарительного охлаждения ВЦГ в нижний паросиловой цикл;

$\eta_{\text{ВН}}$  — доля теплоты сгорания угля  $b_2$ , поступающая с горячим воздухом в ГТУ из воздухонагревателя.

Термический КПД гибридной ПГУ-ВЦГ находится как сумма трех потоков:

$$\eta_{\text{ПГУ-ВЦГ}} = (b_1 \cdot \eta_{\text{ХФ}} + b_2 \cdot \eta_{\text{ВН}}) \cdot \eta_{\text{ПГУ}} + b_1 \cdot (1 - \eta_{\text{ХФ}} - \Delta_{\text{ГФ}}) \cdot \eta_{\text{ПСУ}} = \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{вт}} + \eta_{\text{ПСУ}}. \quad (1.29)$$

Для достигнутого уровня эффективности оборудования  $\eta_{\text{ХФ}} \approx \eta_{\text{Х}} < \eta_{\text{ВК}}$ . Это означает, что замещение по теплу части газификационного оборудования на воздушный котел будет повышать долю выработки на более экономичной утилизационной части ПГУ-ВЦГ и снижать долю выработки на менее экономичной эквивалентной ПСУ.

#### 1.4.3. Утилизационная ПГУ-ВЦГ с горячей газоочисткой

Использование сухой (теплой *WGC* или горячей *HGC*) газоочистки снижает потерю теплоты сырого синтез-газа и массы рабочего тела ГТУ, что заметно повышает экономичность ПГУ-ВЦГ. По опубликованным данным, повышение температуры газоочистки от 25...30 до 300...500 °С позволяет отказаться от организации предварительного подогрева синтез-газа перед сжиганием в камере сгорания ГТУ, что, по данным *A. Giuffrida* (2013 г.), дает прирост термического КПД всей ПГУ-ВЦГ до 3 %, а также позволяет снизить требования к теплоте сгорания топливного газа.

В случае горячей газоочистки *HGC* необходимость охлаждения сырого синтез-газа перед его подачей в систему газоочистки пропадает, что разрывает связь между энергетической и технологической частями ПГУ-ВЦГ по рабочему телу нижнего цикла, а отсутствие отвода тепла в нижний цикл позволяет повысить термический КПД верхнего цикла пропорционально возрастанию доли тепловой энергии угля, направляемой в ГТУ:

$$\eta_{\text{ХФ}} = \frac{G_{\text{СГ}} \cdot (Q_{i,\text{СГ}}^r + \Delta h_{\text{СГ}}^{\text{VV}})}{B_{\text{Т}} \cdot Q_{i,\text{Т}}^r} = \eta_{\text{Х}} + \eta_{\text{Ф}}. \quad (1.30)$$

Структурная схема ПГУ-ВЦГ с горячей газоочисткой *HGC* представлена на рис. 1.23.

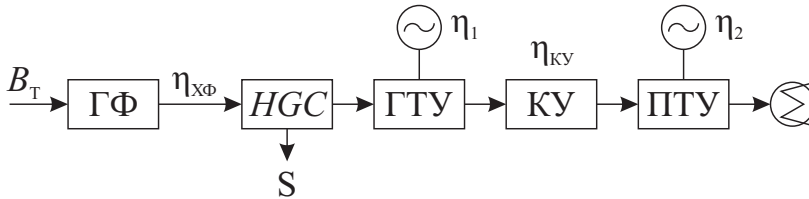


Рис. 1.23. Структурная схема утилизационной ПГУ-ВЦГ с *HGC*

## 1.5. Термодинамический режим газозовоздушного тракта ПГУ-ВЦГ

Развитие теории и практики ПГУ-ВЦГ происходит по двум направлениям, касающимся специфики действия на протекающие процессы основных термодинамических параметров — температуры и давления в узловых точках газозовоздушного тракта ПГУ-ВЦГ, — и нацеленным на освоение перспективных термодинамических параметров при уменьшении разрыва с ПГУ-ПГ по основным технико-экономическим показателям. Для оптимизации термодинамического режима используют соответствующие схемы сжигания исходного твердого топлива, тягодутьевое и компрессорное оборудование.

### 1.5.1. Температурный режим газозовоздушного тракта освоенных ПГУ-ВЦГ

*Температурный профиль* многоступенчатой схемы газозовоздушного тракта современной ПГУ-ВЦГ имеет ярко выраженный асимметричный бимодальный вид с доминантами на уровне газификатора (глобальный максимум) и газовой турбины (второй максимум) с глубоким минимумом ( $\sim 30^\circ\text{C}$ ) в узле холодной газоочистки *CGC* (кривая *a* на рис. 1.24).

При выборе температурного режима газификатора приходится искать компромисс между необходимостью поддержания высоких скоростей конверсии топлива за счет развития высоких температур и необходимостью поддержания высокого химического КПД  $\eta_x$ .

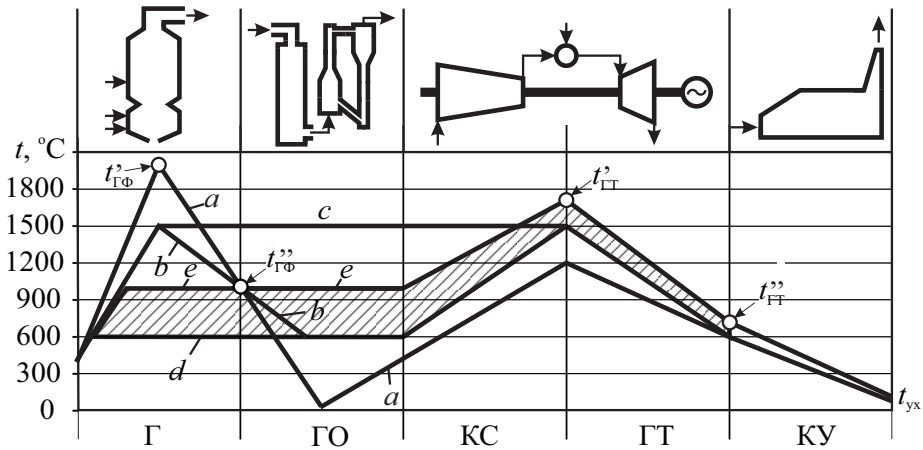


Рис. 1.24. Температурный профиль рабочего тела верхнего цикла для освоенных (a), осваиваемых (b) и перспективных (c, d) ПГУ-ВЦГ

#### Повышение температуры:

- 1) резко (по закону Аррениуса) увеличивает скорость всех стадий физико-химических превращений твердого топлива в синтез-газ;

$$k = A \cdot \exp\left(-\frac{E_a}{R_\mu \cdot T}\right), \quad (1.31)$$

где

$k$  — константа скорости химической конверсии;

$A$  — предэкспоненциальный множитель (стерический фактор), характеризующий частоту столкновений реагирующих молекул;

$E_a$  — энергия активации, Дж/моль;

$R_\mu$  — универсальная газовая постоянная, 8,314 Дж/(моль · К);

$T$  — температура, К.

- 2) увеличивает степень конверсии топлива (полноту превращения углерода в газообразные соединения) и уменьшает потери с механическим недожогом;
- 3) инициирует термический распад углеводородных продуктов пиролиза топлива с образованием сажи (рис. 1.25):





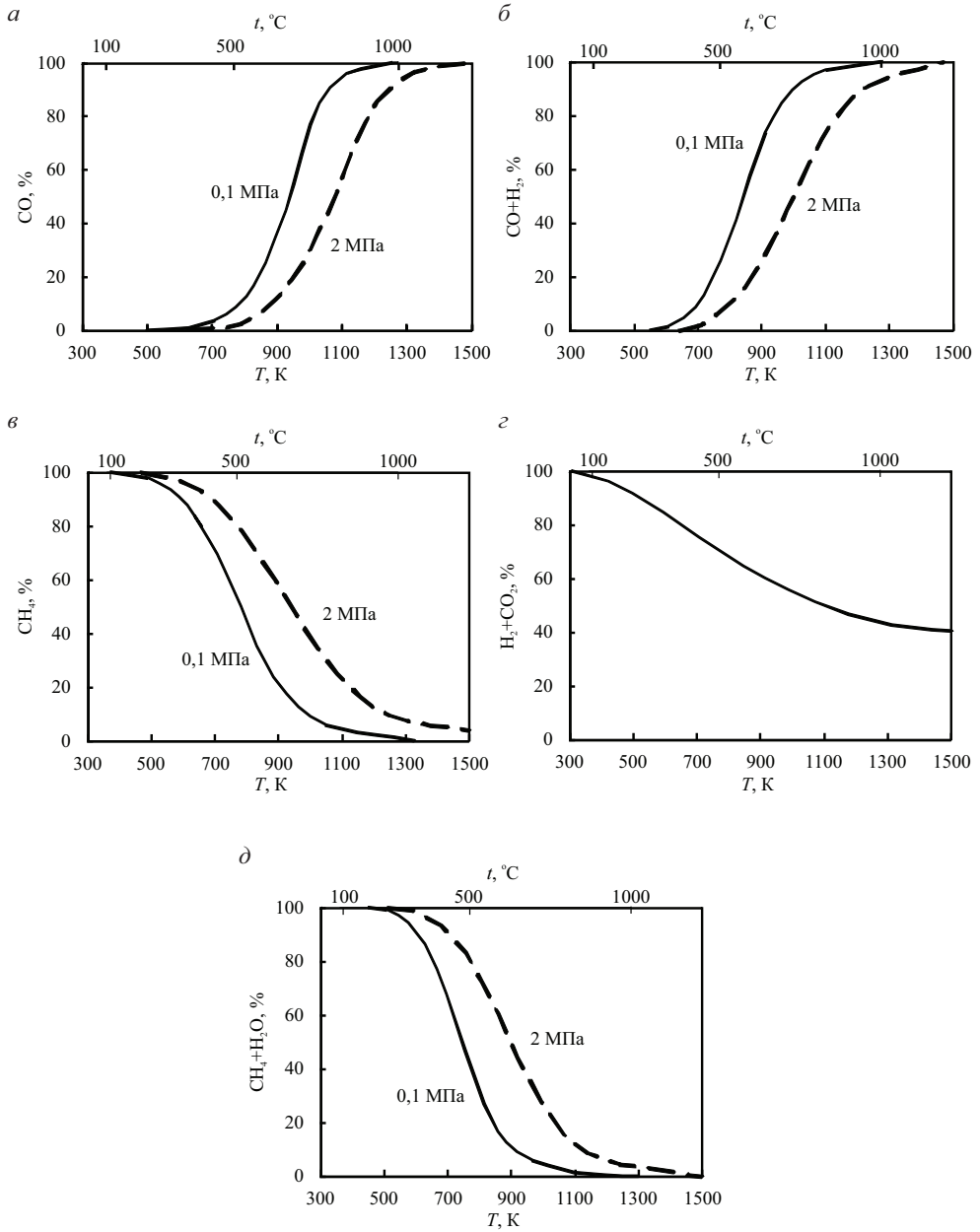
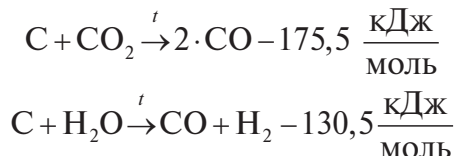
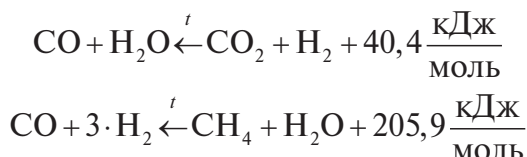


Рис. 1.25. Зависимость равновесного содержания (в об. %) продуктов обратимых реакций конверсии (*a* —  $\text{CO}$ ; *б* —  $\text{CO} + \text{H}_2$ ; *в* —  $\text{CH}_4$ ; *г* —  $\text{H}_2 + \text{CO}_2$ ; *д* —  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ ) от температуры и давления по Г.-Д. Шиллингу (1986 г.)

- 4) сдвигает вправо равновесие первичных реакций газификации с углеродным массивом в сторону образования горючих двухатомных газов (рис. 1.25):



- 5) сдвигает влево равновесие вторичных реакций между продуктами первичных реакций, протекающих по реакции водяного сдвига и по реакции метанизации (рис. 1.25):



- 6) повышает удельную объемную  $b_V$  и поверхностную  $b_R$  производительность реактора (напряжения конверсии), что уменьшает его массогабаритные характеристики.

Вместе с тем высокие температуры в газификаторе создают серьезные материаловедческие проблемы, вызывают газификацию (возгонку) минеральной части топлива, создают проблемы фазового перехода от жидкоплавкого состояния минеральной части к твердому. Высокие температуры за газификатором предъявляют повышенные требования к системам утилизации теплоты и к газоочистке. Высокие температуры синтез-газа в узле газоочистки снижают растворимость фаз и эффективность физических способов очистки (абсорбции, адсорбции) синтез-газа.

При построении многоступенчатой схемы ПГУ-ВЦГ термодинамически не выгодно снижать температуру синтез-газа в каком-либо элементе схемы ниже, чем в предыдущем или последующем элементе. Понижение температуры за газификатором (рис. 1.26) и повышение температурного уровня газоочистки до температуры на выходе из газификатора является приоритетной задачей разработчиков ПГУ-ВЦГ.

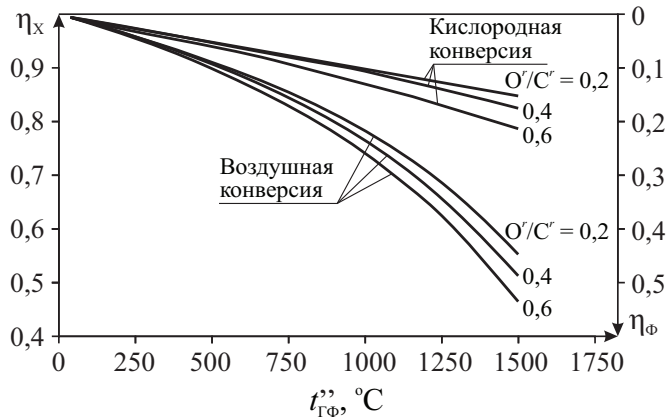


Рис. 1.26. Влияние температуры за газификатором на его эффективность

### 1.5.2. Температурный режим газовоздушного тракта перспективной ПГУ-ВЦГ

Температурный профиль *вновь осваиваемых ПГУ-ВЦГ* принимает сглаженный симметричный вид с менее глубоким провалом в средней части (линия *b* на рис. 1.24). По такому пути идут разработчики ПГУ-ВЦГ *Tampa Polk, Pinon Pine*, рассматривающие применение тепловой газоочистки *WGC*, переход на более эффективное энергооборудование и снижение температурного максимума в газификаторе.

В России разработка варианта *b* на оригинальной технической базе осуществляется в ВТИ, УрФУ и др.

В долгосрочной перспективе рассматривается переход к одномодальному профилю, выполняемому по двум вариантам, реализация которых зависит от успешности проводимых разработок.

По первому варианту, опирающемуся на предельно высокий температурный уровень в узле газоочистки, формируется «размазанный» максимум, приходящийся на газификатор, газоочистку и газовую турбину (кривая *c* на рис. 1.24). Исследования в этом направлении с выходом на уровень  $1400^\circ\text{C}$  интенсивно осуществляются в *Institute of Energy Research* (Германия) и в Китае.

По второму, термодинамически более предпочтительному варианту, температурный максимум локализуется в газовой турбине (как при

работе на природном газе). Для реализации этого направления необходимы реакторы низкотемпературной каталитической конверсии исходного твердого топлива (кривая *d* на рис. 1.24).

Разработкой технологии низкотемпературной ( $\sim 600$  °С) каталитической конверсии твердого топлива на основе техники кипящего слоя в России занимаются в Институте катализа имени Г. К. Борескова СО РАН, в Белоруссии — в Институте тепло- и массообмена (ИТМО) им. А. В. Лыкова.

Температурный уровень в  $850...980$  °С, реализуемый в некаталитических реакторах с высококонцентрированными потоками, при появлении горячей газоочистки *HGC* позволяет формировать промежуточный профиль (кривая *e* на рис. 1.24). К этому варианту тяготеет запущенная в эксплуатацию в 2016 г. ПГУ-ВЦГ *Kemper* с низкотемпературными ( $850...980$  °С) транспортными реакторами типа *TRIG*.

Разработка систем *HGC* позволит также вернуться к опыту применения газификаторов КСД с относительно низкой температурой в камере реагирования, вылившемуся в свое время (1989—1999 гг.) в запуск серии коммерческих угольных ПГУ с ГТУ классов *B*, *E*, *F*, номинальной электрической мощностью  $70...300$  МВт и КПД-нетто  $35...42$  %.

### 1.5.3. Аэродинамический режим газовоздушного тракта ПГУ-ВЦГ

Наряду с оптимизацией температурного профиля энергоустановки, направленной на снижение эксергетических потерь в процессе преобразования химической энергии исходного твердого топлива в электрическую, минимизации подлежат специфические энергозатраты, связанные с совершенствованием работы в узле ВЦГ по производству кондиционного топливного газа для ГТУ. Одним из основных способов роста экономичности и производительности оборудования служит повышение давления, являющееся мощным рычагом интенсификации термохимических превращений и тепломассообменных процессов.

*Повышение давления в узле ВЦГ:*

- 1) увеличивает скорость химической конверсии, что вызывает значительное увеличение удельных объемных  $b_V$  и поверхностных  $b_R$  напряжений конверсии исходного твердого топлива (рис. 1.27);
- 2) повышает растворимость фаз и увеличивает эффективность физических способов очистки сырого синтез-газа;
- 3) уменьшает массогабаритные характеристики всех систем ВЦГ

(или повышает единичную мощность без увеличения габаритных размеров).

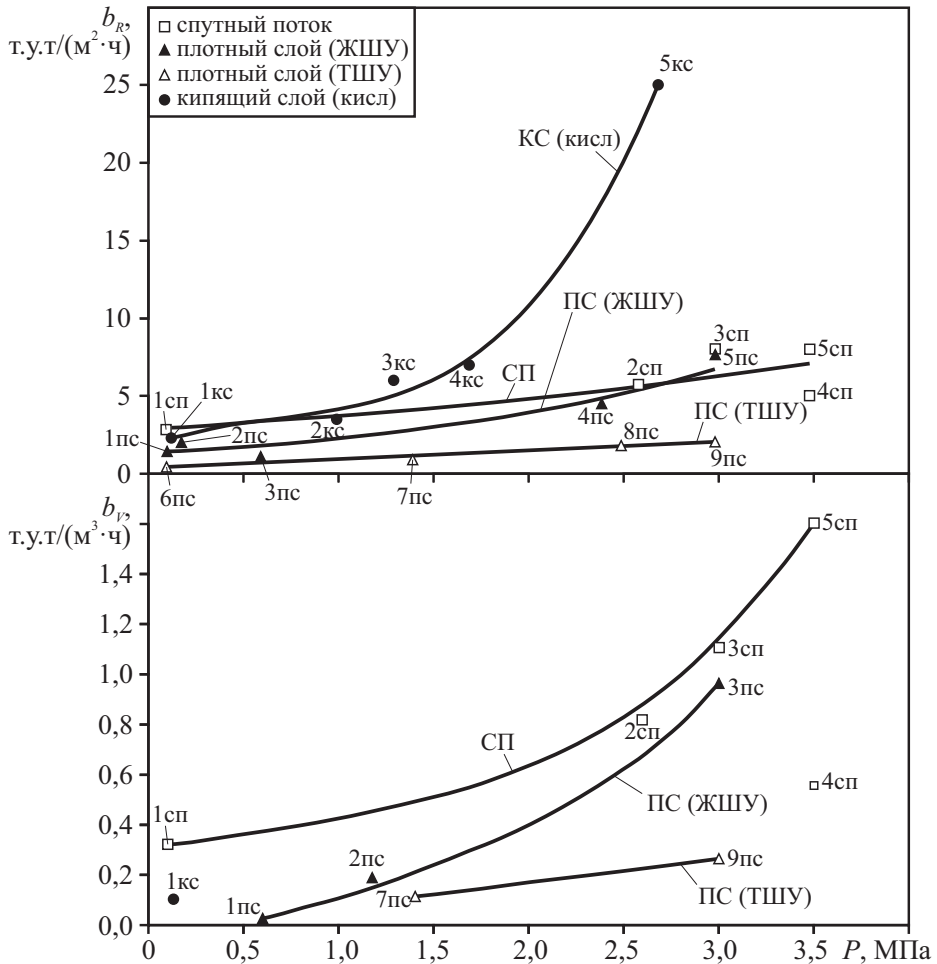
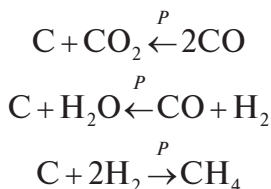


Рис. 1.27. Зависимость удельной производительности от давления:

1сп — Koppers-Totzek, 2сп — Prenflo, 3сп — Shell CGP, 4сп — GE, 5сп — Siemens (200 МВт), 1кк — Winkler, 2кк, 3кк, 5кк — HTW (разное давление), 4кк — Westinghouse, 1пс — с ЖШУ 1-го поколения (СССР), 2пс — горновой ВТИ, 3пс — доменная печь, 4пс — ЦКТИ, 5пс — BGL, 6пс — с ТШУ 1-го поколения (СССР), 7пс — СУЗМК, 8пс — ГИАП, 9пс — Lurgi

При этом повышение давления сдвигает термодинамическое равновесие в сторону многоатомных ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ) газов — побочных продуктов процесса получения синтез-газа (рис. 1.25):



В зависимости от поддерживаемого в узле ВЦГ давления ПГУ-ВЦГ могут быть условно поделены на три типа:

- 1) ПГУ с узлом ВЦГ низкого давления;
- 2) ПГУ с узлом ВЦГ среднего давления;
- 3) ПГУ с узлом ВЦГ высокого давления.

### ПГУ с узлом ВЦГ низкого давления

Работу ПГУ с узлом ВЦГ низкого (атмосферного) давления, оснащаемой газификатором атмосферного типа, можно наблюдать при использовании вместо ГТУ поршневого двигателя внутреннего сгорания (ДВС), работающего на смеси холодного газа и холодного воздуха, что имеет место в небольших газогенераторных ТЭС-ДВС. В этом случае сырой синтез-газ на выходе из газификатора подвергается глубокому охлаждению в узле холодной газоочистки *CGC* до минимально возможной температуры (не более 30...40 °С) и с максимальной плотностью засасывается вместе с воздухом в цилиндр ДВС (рис. 1.28, *а*).

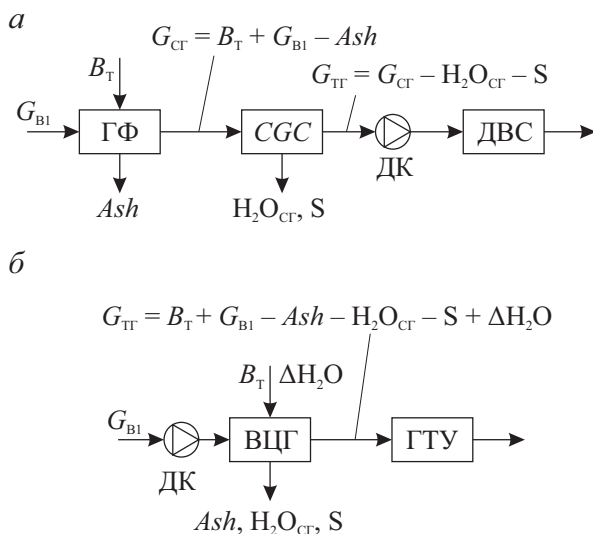


Рис. 1.28. ГТУ с узлом ВЦГ низкого (*а*) и среднего/высокого (*б*) давления

Однако при работе с ГТУ становится экономически выгоднее сжимать не синтез-газ после узла ВЦГ, а подаваемый в газификатор окислитель, что связано с необходимостью подачи синтез-газа в ГТУ под значительным избыточным давлением.

Во-первых, оптимальная работа компрессора, как и ДВС, подразумевает низкую температуру засасываемого флюида. Это означает, что в ПГУ-ВЦГ должна применяться лишь наименее экономичная холодная газоочистка.

Во-вторых, выигрыш от перехода узла ВЦГ с низкого давления на среднее или высокое заключается в том, что в дутьевом (дожимном или бустерном) компрессоре сжатию подвергается не весь синтез-газ  $G_{ТГ}$ , а лишь окислитель  $G_{В1}$ , подаваемый в газификатор для конверсии исходного твердого топлива. Массовая доля этого окислителя  $\mu$  в синтез-газе определяется величиной основных потоков:

$$\mu \approx \frac{G_{В1}}{G_{В1} + B_T - Ash} \quad (1.32)$$

и зависит от содержания в нем кислорода (рис. 1.29).

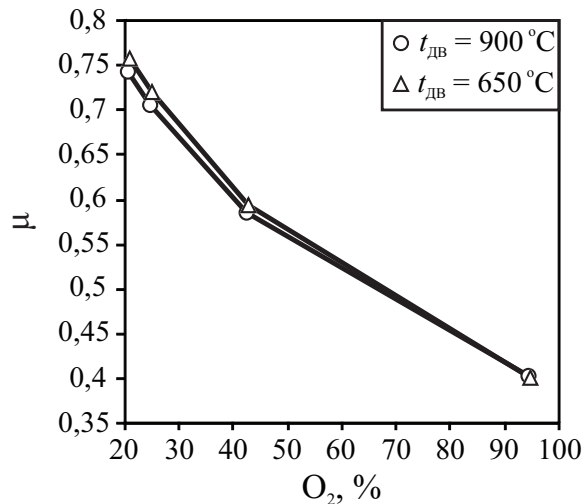


Рис. 1.29. Зависимость массовой доли окислителя  $\mu$  в синтез-газе из кузнечного угля от содержания в дутье кислорода

Как видно из рис. 1.29, при воздушной газификации сжатию подвергается около 75 % массового расхода синтез-газа, а при кислородной —

только 40 %. Формально это соответствует варианту, когда 25...60 % синтез-газа поступает в ГТУ из высоконапорной сети готового газа и лишь 75...40 % сжимается в цикле ГТУ-ВЦГ. При этом экономия на работе сжатия в цикле может достигать 25...60 %. Поэтому для работы ГТУ в составе ПГУ используют узлы ВЦГ с рабочим давлением, превосходящим давление в газовой турбине.

### ПГУ с узлом ВЦГ среднего давления

Для работы ПГУ с узлом ВЦГ среднего давления бустерный компрессор, стоящий за цикловым компрессором ГТУ среднего давления (1...2 МПа), создает давление, необходимое для преодоления гидравлического сопротивления в узле ВЦГ, начиная от дутьевых фурм газификатора и завершая топливными форсунками ГТУ (рис. 1.28, б и кривая *a* на рис. 1.30).

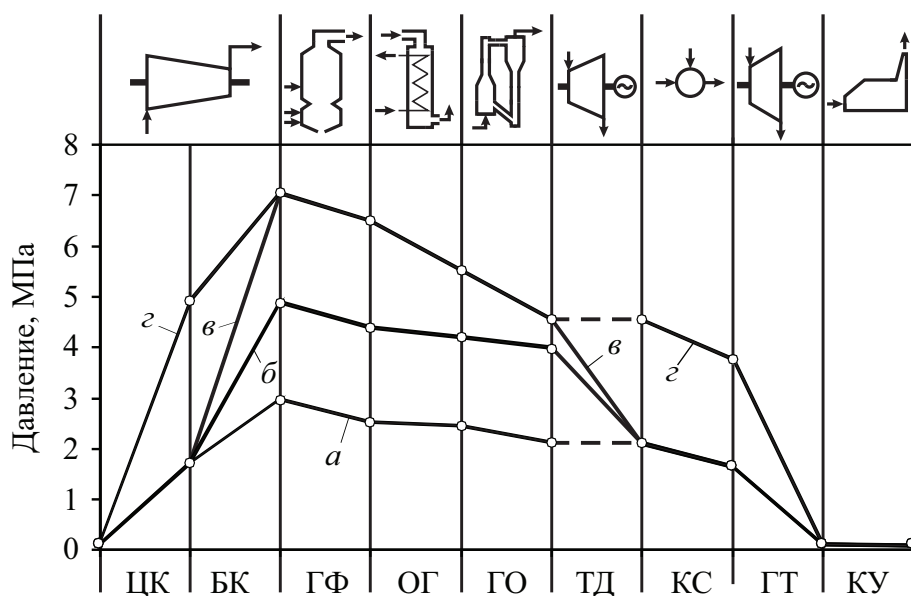


Рис. 1.30. Распределение давления по газовоздушному тракту ПГУ-ВЦГ:

- a* — среднего давления (ПГУ-ВЦГ с газификатором *Shell*);
- б* — высокого давления с ГТУ среднего давления и турбодетандером (ПГУ-ВЦГ *Edwardsport*);
- в* — высокого давления с ГТУ среднего давления и турбодетандером (ПГУ-ВЦГ *Negishi*);
- з* — высокого давления с ГТУ высокого давления (расчетная ПГУ-ВЦГ)



Аэродинамический профиль газовоздушного тракта полностью интегрированной ПГУ-ВЦГ среднего давления (кривая *a* на рис. 1.30) одномодалный, с максимумом, создаваемым дожимным (бустерным) компрессором перед дутьевыми фурмами газификатора и снижающимся до давления после топливного клапана и форсунок ГТУ среднего давления (близкого к давлению за цикловым компрессором).

Аккумулирующие емкости большого объема между фурмами и форсунками повышают инерционность системы, осложняют построение системы регулирования и управления ГТУ и диктуют необходимость повышенных входных (на фурмах) и выходных (на форсунках) гидравлических сопротивлений. Высокое гидравлическое сопротивление узла ВЦГ увеличивает работу сжатия в цикле ГТУ и снижает показатели ее работы (мощность брутто, термический КПД).

В настоящее время давление, создаваемое в цикловых компрессорах среднего давления серийных ГТУ фирм *Siemens*, *Alstom*, *General Electric*, *Mitsubishi Heavy Industries*, применяемых в освоенных ПГУ-ВЦГ, лежит в диапазоне 1,2...1,8 МПа. А давление на выходе из дожимного компрессора, подающего воздух на газификацию, составляет 3...3,7 МПа, что создает заметный разрыв в работе сжатия и в общей эффективности между ПГУ-ВЦГ и ПГУ-ПГ.

Для снижения негативного действия дожимного компрессора следует уменьшать производимую им работу в абсолютном и относительном измерении. Для этого осуществляют мероприятия, направленные на уменьшение расхода топливного газа за счет повышения его калорийности (переход с воздушного дутья на кислородное, нагрев воздушного дутья, работа ГТУ на синтез-газе после *WGS* и т. п.). Другое направление — переход на более высокое давление в узле ВЦГ.

### **ПГУ с узлом ВЦГ высокого давления**

Наибольшее рабочее давление в 10 МПа имеют работающие в химической промышленности относительно небольшие кислородные газификаторы фирмы *General Electric* (бывший *Texaco*) с мокрой топливоподачей (ВУС). На ВУС под давлением 6,5 МПа работает и самый мощный газификатор производительностью 4000 т/сут китайского исследовательского института *ECUST*.

Газификаторы с сухой топливоподачей имеют более ограниченные возможности для повышения давления. В разработке находятся газифи-

фикаторы на давление 4...5 МПа (на воздухе, разработка *MHI*) и 6 МПа (на кислороде, разработка *Siemens*).

В ГТУ ведущими разработчиками рассматриваются возможности повышения компрессии до 5...7 МПа. В настоящее время фирмами *Alstom* и *General Electric* освоены ГТУ с давлением 3...4 МПа (ГТУ высокого давления).

Повышение давления в цикловом компрессоре от 1,2 до 4...7 МПа и сохранение компрессии в дожимном компрессоре  $\Delta P_{\text{дк}}$  на уровне 1...1,7 МПа уменьшит соотношение  $\Delta P_{\text{дк}}/\Delta P_{\text{цк}}$  практически на порядок от  $\sim 1$  до 0,14. Это заметно сократит разрыв в работе сжатия и в экономичности между ПГУ-ВЦГ и ПГУ-ПГ. Расчетный профиль такой ПГУ-ВЦГ с ГТУ высокого давления приведен на кривой *г*, рис. 1.30.

По иному варианту в ПГУ с узлом ВЦГ высокого давления происходит перепад давления между узлом ВЦГ и КУ при прохождении синтез-газа через турбодетандер и продуктов его сгорания через газовую турбину среднего давления, как это выполнено в демонстрационной ПГУ-ВЦГ *Negishi* с кислородным двухступенчатым газификатором, работающим на жидких нефтеотходах под давлением 7 МПа (кривая *в* на рис. 1.30).

Другой пример такого типа предоставляет ПГУ-ВЦГ *Edwardsport* с газификатором производства *General Electric*, работающим на ВУС под давлением 5,5 МПа с турбодетандером и ГТУ среднего давления (кривая *б* на рис. 1.30).

---

## Контрольные вопросы к главе 1

---

1. В чем заключается отличие ПГУ-ВЦГ от стандартной ПГУ?
2. Какие агрегаты и системы входят в технологическую часть ПГУ-ВЦГ?
3. Какие агрегаты и системы входят в энергетическую часть ПГУ-ВЦГ?
4. В чем заключаются особенности работы ПГУ-ВЦГ с утилизационной и параллельной схемами?
5. Какие типы газификаторов применяются в ПГУ-ВЦГ?
6. Какие типы газоохладителей применяются в ПГУ-ВЦГ?
7. Какие типы газоочистки применяются в ПГУ-ВЦГ?

8. Основные показатели эффективности работы технологической части ПГУ-ВЦГ?
9. Как организуется интеграция технологической части ПГУ-ВЦГ с энергетической частью по газовоздушному тракту?
10. Как организуется интеграция технологической части ПГУ-ВЦГ с энергетической частью по пароводяному тракту?
11. Как выглядит температурный профиль газовоздушного тракта освоенных, осваиваемых и перспективных ПГУ-ВЦГ?
12. Как выглядит профиль распределения давления по газовоздушному тракту освоенных, осваиваемых и перспективных ПГУ-ВЦГ?

## Глава 2. Работа ГТУ на искусственных газах

---

Увеличение цен на стандартные топлива (природный газ, дизельное топливо) приводит к росту интереса потребителей к использованию искусственных газов в качестве топлива для газовых турбин. По прогнозу компании *Siemens* в 2020 г. доля выработки электроэнергии ГТУ, работающими на нестандартных (искусственных) топливах, может составить от 28 до 34 %, в том числе на низкокалорийных и синтез-газах — от 6 до 10 % от выработки на всех видах топлива (рис. 2.1). При этом увеличение установленной мощности ГТУ на низкокалорийных газах за 12 лет прогнозируется с уровня 8 до 80...130 ГВт.

Основной характеристикой искусственных газов как газотурбинного топлива является их индивидуальный элементный и молекулярный состав, производными которого будут интегральные характеристики, применяемые в теплотехнических расчетах — удельная теплота сгорания, удельный объем воздуха на горение, модифицированный индекс Воббе, теоретическая температура горения, нормальная скорость распространения пламени и др.

### 2.1. Топливная база ГТУ

---

Топливная база ГТУ, работающая на искусственных газах, разнообразна по истории образования/получения, агрегатному состоянию, химической структуре, энергетическим характеристикам. Объединя-

ющим началом служит общая элементная база их горючей массы, отвечающая за энергетические характеристики газовых топлив — углерод, водород и кислород, поступающие в синтез-газ, как правило, при окислительной конверсии исходного твердого топлива. Раздел посвящен анализу многообразия элементных составов искусственных газов и их зависимости от режима конверсии исходного твердого топлива. Для анализа использован метод, применяемый при изучении натуральных топлив.

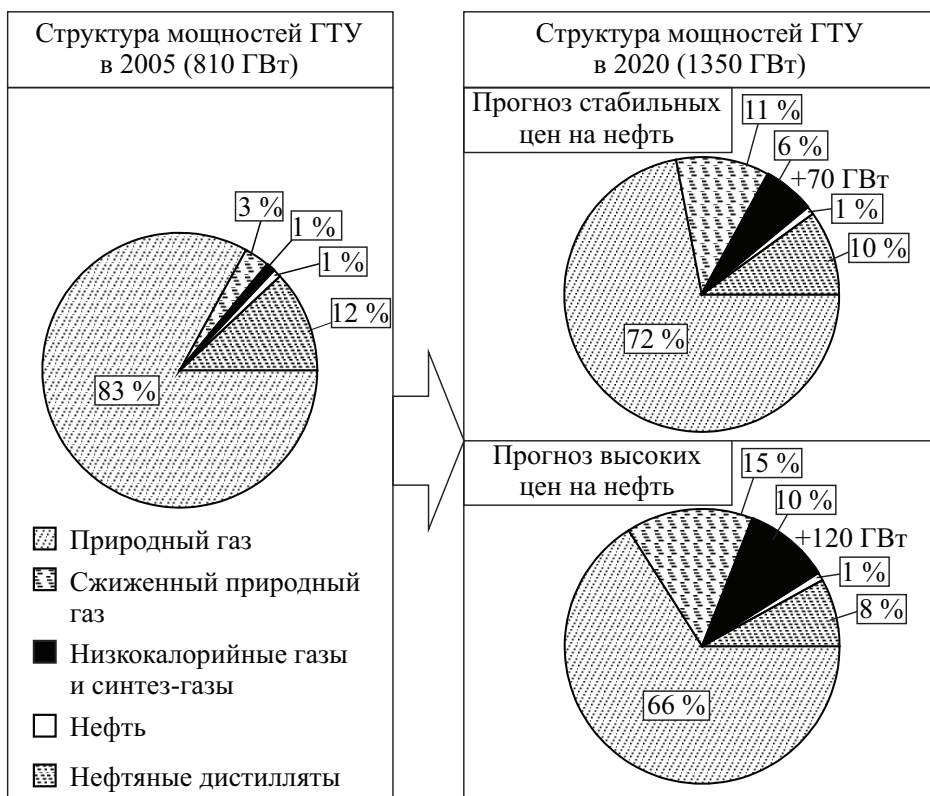


Рис. 2.1. Прогноз изменения структуры топлив ГТУ

### 2.1.1. Элементный состав

Зададим содержание горючих элементов (С, Н, О, N) через количество атомов ( $n$ ,  $m$ ,  $l$ ,  $q$ ), входящих в условную топливную молекулу («моль»)  $C_nH_mO_lN_q$  с неизменной для всех видов топлив массой

$\mu = 1$  кг. В отличие от молекул химических веществ ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CH}_4$ ), количество атомов в условной молекуле дробное. В качестве примера найдем формулу условной топливной молекулы кузнецкого угля Р1 как проектного исходного твердого топлива ПГУ-ВЦГ, рабочий состав которого задан содержанием  $C^r$ ,  $H^r$ ,  $O^r$ ,  $N^r$ ,  $S^r$ ,  $W^r$ ,  $A^r$  (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Состав кузнецкого угля Р1 на рабочую массу

| $C^r, \%$ | $H^r, \%$ | $O^r, \%$ | $N^r, \%$ | $S^r, \%$ | $W^r, \%$ | $A^r, \%$ |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 53,68     | 4,03      | 11,7      | 1,28      | 0,39      | 7,00      | 21,92     |

Атомные доли горючих элементов ( $n$ ,  $m$ ,  $l$ ,  $q$ ) для такого топлива определяются согласно табл. 2.2.

Таблица 2.2

Атомные доли горючих элементов кузнецкого угля Р1  
на рабочую массу

|     |   |        |          |
|-----|---|--------|----------|
| $n$ | $n = \frac{C^r}{100} \cdot \frac{1}{12}$                                      | 0,0447 | кмоль/кг |
| $m$ | $m = \frac{H^r}{100} \cdot \frac{1}{1} + \frac{W^r}{100} \cdot \frac{2}{18}$  | 0,0481 | кмоль/кг |
| $l$ | $l = \frac{O^r}{100} \cdot \frac{1}{16} + \frac{W^r}{100} \cdot \frac{1}{18}$ | 0,0112 | кмоль/кг |
| $q$ | $q = \frac{N^r}{100} \cdot \frac{1}{14}$                                      | 0,0009 | кмоль/кг |

Атомарный состав 1 кг рабочей массы горючих элементов в кузнецком угле Р1 опишется формулой:



Для теоретического анализа целесообразнее перейти к сухой беззольной (при  $W^r = 0$ ,  $A^r = 0$ ) массе органического топлива, в данном случае — кузнецкого угля (см. табл. 2.3 и 2.4).

Таблица 2.3

Состав кузнечного угля Р1 на сухую беззольную массу (*daf*)

| $C^{daf}$ | $H^{daf}$ | $O^{daf}$ | $N^{daf}$ | $S^{daf}$ |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 75,52     | 5,67      | 16,46     | 1,80      | 0,55      |

Таблица 2.4

Атомные доли горючих элементов кузнечного угля Р1  
на сухую беззольную массу

|     |  |        |          |
|-----|--|--------|----------|
| $n$ | $n = \frac{C^{daf}}{100} \cdot \frac{1}{12}$ | 0,0631 | кмоль/кг |
| $m$ | $m = \frac{H^{daf}}{100} \cdot \frac{1}{1}$  | 0,0567 | кмоль/кг |
| $l$ | $l = \frac{O^{daf}}{100} \cdot \frac{1}{16}$ | 0,0103 | кмоль/кг |
| $q$ | $q = \frac{N^{daf}}{100} \cdot \frac{1}{14}$ | 0,0013 | кмоль/кг |

Атомарный состав 1 кг сухой беззольной массы кузнечного угля Р1 будет:



Отбросив не участвующий в энергетических преобразованиях азот N, получим функцию трех переменных (C, H, O). Для анализа функции трех переменных необходимо привлекать трехмерное построение. Кузнечный уголь Р1 из табл. 2.4 на таком графике определяется изобразительной точкой Р1 с координатами  $n = 0,0631$ ;  $m = 0,0567$ ;  $l = 0,0103$  (рис. 2.2). Совокупность изобразительных точек для множества топлив предстанет в виде сложного для анализа объемного тела.

Для упрощения анализа переходят к двухпараметрической зависимости, для чего компоненты условной молекулы относят не на 1 кг горючего, а на 1 атом углерода C:



В отличие от трехпараметрического представления, масса молекулы здесь индивидуальна для каждого органического топлива. Коэффициенты  $m/n$  и  $l/n$  показывают количества атомов (или долей атомов) водорода H и кислорода O, приходящиеся в структуре топлива на один атом углерода C. Соответственно, будем именовать их *водородным* (H/C) и *кислородным* (O/C) факторами.

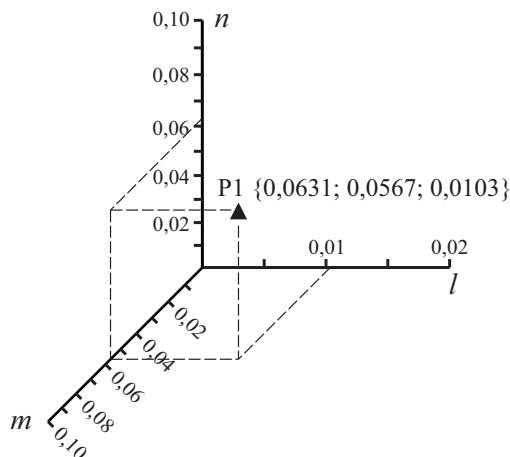


Рис. 2.2. Состав условной молекулы кузнецкого угля Р1 в координатах  $(n, m, l)$

В новых координатах изобразительная точка Р1 нашего кузнецкого угля из трехмерного пространства переместится на плоскость (см. рис. 2.3).

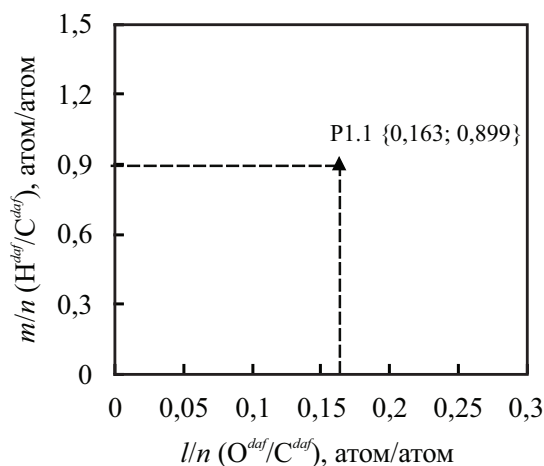
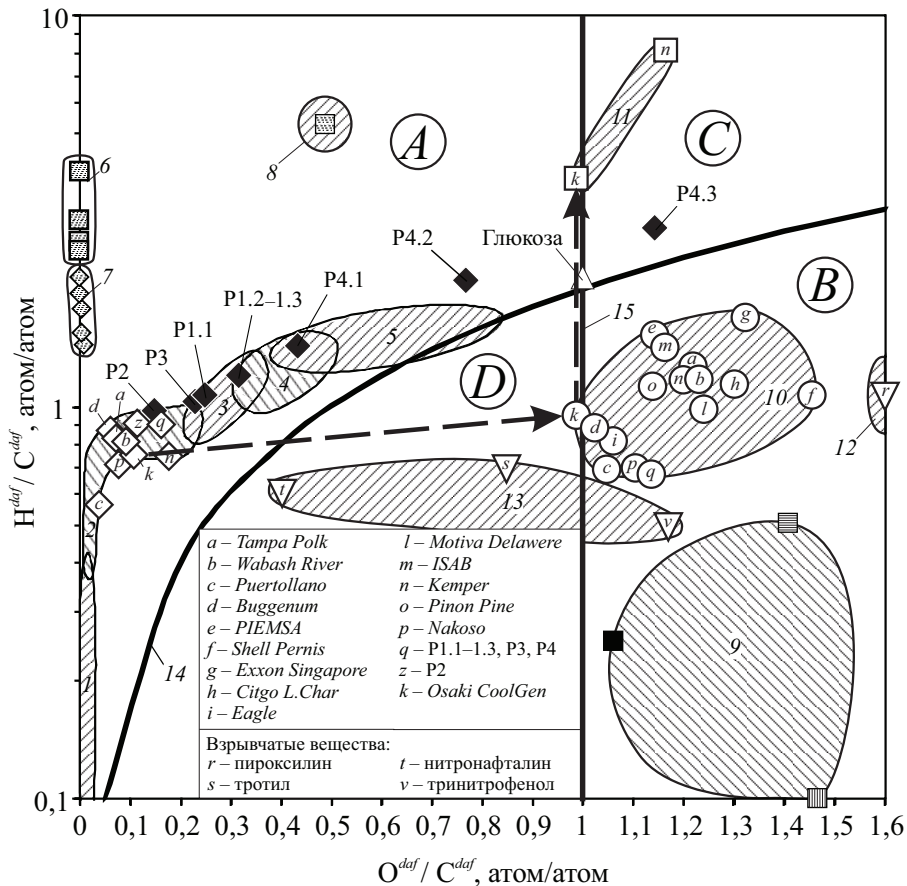


Рис. 2.3. Состав условной молекулы кузнецкого угля Р1 в приведенных координатах  $l/n, m/n$

При нанесении на эту плоскость семейства твердых топлив получим фигуру, известную как диаграмма Ван Кревелена (1950 г.). Исходя из цели исследования, в работе будет использована расширенная диаграмма Ван Кревелена, дополненная проектными и углеводородными



ми топливами, получаемыми на их основе промышленными и синтез-газами, а также органическими взрывчатыми веществами (рис. 2.4).



1) ПГУ-ВЦГ:

Исходное твердое топливо  $\diamond$  (daf)  $\blacklozenge$  (maf)

Сырые синтез-газы  $\bigcirc$  Синтез-газы после CCS  $\square$

2) Промышленные газы:

■ Конвертерный ▨ Коксодоменный ▩ Коксовый ■ Доменный

3) Взрывчатые вещества  $\nabla$

Рис. 2.4. Расширенная диаграмма Ван Кревелена сухих топлив:

1 – антрацит; 2 – уголь; 3 – лигнит; 4 – торф; 5 – биомасса; 6 – углеводороды (газы); 7 – углеводороды (жидкие топлива); 8 – высококалорийные промышленные газы; 9 – низкокалорийные промышленные газы; 10 – сырые синтез-газы ПГУ-ВЦГ; 11 – топливные синтез-газы ПГУ-ВЦГ с CCS; 12, 13 – взрывчатые вещества (12 – нитроэфиры, 13 – нитросоединения ароматических углеводородов); 14 – пирогенная линия; 15 – кислородная линия

На рис. 2.4 нанесены также линии удельных теплот сгорания и две линии характерных составов горючей массы — *пирогенная* и *кислородная*.

*Пирогенная линия* (14) определяет семейство точек, для которых отношение водородного фактора (H/C) к кислородному (O/C) равно двум:

$$(H/C):(O/C)=(H/O)=2 \quad (2.1)$$

Если состав органической массы попадает на эту линию, то весь топливный водород H при нагреве может быть связан кислородом O и выделиться в виде паров пирогенной влаги  $H_2O$ . Наиболее близко к пирогенной линии расположена биомасса. Остальные топлива, в зависимости от генезиса, располагаются выше или ниже этой линии.

*Кислородная линия* (15) определяет семейство точек, для которых кислородный фактор равен единице ( $O/C = 1$ ).

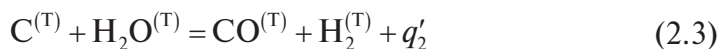
Весь углерод C органической массы такого состава при нагреве может быть связан собственным (топливным) кислородом O и выделиться в виде CO. Вещество, оказавшееся на пересечении *пирогенной* и *кислородной* линий, замечательно тем, что при нагреве может быть полностью газифицировано без привлечения внешнего кислорода воздуха. Например, при нагреве глюкозы, имеющей приведенную формулу  $CH_2O$ , без доступа воздуха можно получить горючий газ состава  $(CO + H_2)$  без нелетучего (коксового) остатка.

Протекание процесса пиролиза глюкозы может быть условно *представлено в два этапа*:

- 1) окисление водорода собственным кислородом:



- 2) окисление углерода водяным паром:



Суммарный тепловой эффект безостаточного пиролиза глюкозы значительно меньше, чем при взаимодействии индивидуальных веществ. Однако производимых при внутреннем окислении тепловыделений в ряде случаев бывает достаточно, чтобы возникали подземные пожары на угольных месторождениях, самовозгорание угля в штабеле на угольном складе и в бункерах, выгорание биоотходов в бункере. Для глюкозы достаточным условием внутреннего горения является равенство нулю стехиометрического коэффициента расхода воздуха  $\alpha_0^{ГФ} = 0$ , поскольку  $\alpha_C = \alpha_T = 0,5$ .

Представленные на рис. 2.4 органические топлива делятся *пирогенной* и *кислородной* линиями на четыре сектора.

В *сектор А* с высоким водородным фактором ( $H/C > 2$ ) и низким кислородным фактором ( $O/C < 1$ ) вошли натуральные ископаемые топлива, образованные в результате безокислительного метаморфизма биомассы — живой материи на основе углерода, водорода и кислорода. Это ископаемые угли (1–4), биомасса (5), природные углеводородные топлива (6 и 7) и продукты их пиролиза — насыщенные углеводородами промышленные газы (коксовый газ — 8). Для топлив этой группы  $O/C < 0,5...0,8$ . Водородный фактор  $H/C$  для природных газов и газов пиролиза (коксовый газ)  $\sim 2,5...5,0$ ; для жидких углеводородов —  $1,44...2,14$ . Водородный фактор ( $H/C$ ) для большинства твердых топлив меньше 1,8, при этом отношение водородного фактора к кислородному ( $H/O$ ) достигает 20, что в 10 раз выше пирогенной линии (рис. 2.5).

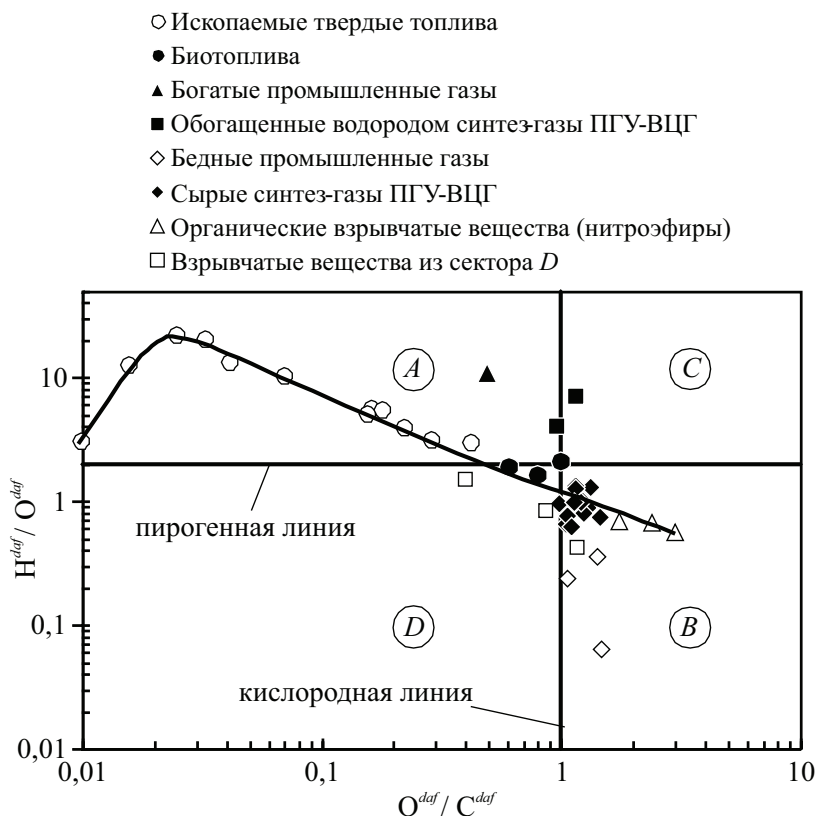


Рис. 2.5. Содержание атомов водорода и кислорода в топливах

В сектор *B* с низким водородным фактором ( $H/C < 2$ ) и высоким кислородным фактором ( $O/C > 1$ ) вошли искусственные газообразные топлива, образующиеся из ископаемых топлив и биомассы в процессе их окислительной конверсии. Это сырые синтез-газы из угля (10), а также низкокалорийные промышленные газы (доменный, конвертерный) и продукты их обогащения (коксодоменный — 9). Синтез-газы компактно группируются по кислородному фактору ( $O/C = 1...1,45$ ), значительно отличающемуся от такового для подавляющего большинства топлив из сектора *A*. Совпадение со значением  $O/C \approx 1$  выявлено в синтез-газах ПГУ-ВЦГ *Buggenum* ( $O/C = 1,02$ ) и *Osaki CoolGen* ( $O/C = 0,98$ ). Наибольшее количество кислорода ( $O/C = 1,45$ ) содержится в синтез-газе ПГУ-ВЦГ *Shell Pernis*. В синтез-газах воздушной газификации ПГУ-ВЦГ *Nakoso* и др.  $O/C = 1,1...1,25$ .

Водородный фактор  $H/C$  в секторе *B* составляет:

- для кислородных синтез-газов из каменных углей —  $1,21...1,22$ ;  
из бурых углей несколько ниже —  $0,68...0,88$ ;
- для воздушных синтез-газов из каменных углей —  $0,68$ .

Относительное содержание водорода в синтез-газах парокислородной газификации больше, чем в исходном топливе, а в синтез-газах воздушной газификации близко к их значению в исходном угле. Отношение водорода к кислороду  $H/O < 2$ .

Сектор *C* с высокими водородным и кислородным факторами ( $H/C > 2$ ;  $O/C > 1$ ) занимает малочисленная группа новых топливных газов. Это обогащенные водородом синтез-газы (11) с  $H/C = 3,81...8,04$ , специально подготавливаемые на основе сырых синтез-газов обычного состава по технологии *pre-combustion CCS*. Благодаря остаточному содержанию  $CO_2$  кислородный фактор в этих газах несколько превышает единицу ( $O/C = 1...1,2$ ).

Стрелками на рис. 2.4 показан маршрут изменения состава от исходного угля  $\diamond k$  к сырому синтез-газу  $\odot k$  и к топливному газу после *pre-combustion CCS*  $\square k$  для ПГУ-ВЦГ *Osaki CoolGen*. Отношение водорода к кислороду  $H/O = 4...7$ .

В секторе *D*, а также в секторе *B* расположены органические взрывчатые вещества. Основными органическими взрывчатыми веществами, имеющими практическое применение, являются нитроэфиры (12) и нитросоединения ароматических углеводородов (13).

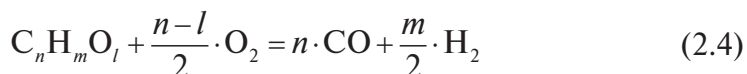
Нитроэфиры (12) характеризуются высоким содержанием внутреннего кислорода ( $O/C > 1,6$ ) и располагаются в секторе *B*. На-

пример, для нитроклетчатки (пироксилин)  $C_{24}H_{29}N_{11}O_{42}$   $O/C = 1,75$ , а  $H/C = 1,21$ ; для нитроглицерина  $C_3H_5N_3O_9$   $O/C = 3$ , а  $H/C = 1,67$ ; для нитрогликоля  $C_2H_4N_2O_6$   $O/C = 3$ , а  $H/C = 2$ ; для пентаэритриттетранитрата (тэн)  $C_5H_8N_4O_{12}$   $O/C = 2,4$ , а  $H/C = 1,6$ .

Для нитросоединений (13) характерно меньшее количество внутреннего кислорода ( $O/C < 1,6$ ) и внутреннего водорода ( $H/C < 1,2$ ). Например, для тринитротолуола (тротил)  $C_7H_5N_3O_6$   $O/C = 0,86$ , а  $H/C = 0,71$ ; для нитронафталина  $C_{10}H_6N_2O_4$   $O/C = 0,4$ , а  $H/C = 0,6$ ; для тринитрофенола  $C_6H_3N_3O_7$   $O/C = 1,17$ , а  $H/C = 0,5$ . В зависимости от этого при взрыве образуется меньшее или большее количество продуктов полного сгорания ( $CO_2$ ,  $H_2O$ ) и химического недожога ( $CO$ ,  $H_2$ ) (Андреев К. К., 1960 г.).

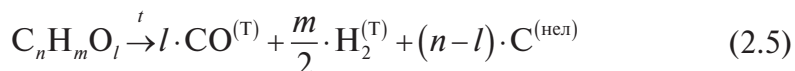
### 2.1.2. Влияние состава горючей массы на газообразование

Брутто-реакция газификации условной молекулы  $C_nH_mO_l$  сухого беззольного ( $W^r = 0$ ;  $A^r = 0$ ) топлива в среде кислорода предстанет в виде:

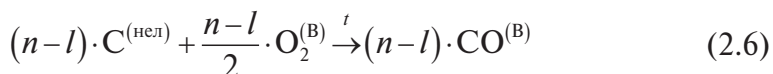


Протекание этого процесса, для наглядности анализа, можно условно разделить на два этапа.

1. Термическое разложение исходного твердого топлива на двухатомные газы и коксовый остаток (нелетучий углерод):



2. Газификация нелетучего углерода кислородом воздуха:



Верхние индексы в скобках обозначают источник кислорода и водорода в полученном синтез-газе (Т — топливо; В — воздух).

На основании диаграммы Ван Кревелена нетрудно подсчитать стехиометрический состав газообразных продуктов конверсии исходного твердого топлива, протекающей в соответствии с уравнениями (2.5) и (2.6). Результаты расчета приведены на рис. 2.6.

Из рис. 2.6 следует, что молярное (на моль топлива  $C_1H_{m/n}O_{l/n}$ ) содержание топливного водорода в продуктах газификации твердого топлива повторяет график атомарной зависимости  $H/C$  в исход-

ном топливе, повышаясь от старых твердых топлив к более молодым и биомассе, и достигает при  $O^{daf}/C^{daf} = 1$  (глюкоза) концентрации  $H_2^{(T)} = 1$  моль/моль  $C_1H_{m/n}O_{l/n}$ . При этом молярная концентрация окиси углерода, формируемая на основе топливного кислорода и кислорода воздуха, для всех топлив одинакова и равна единице:

$$CO^{(T)} + CO^{(B)} = 1 \text{ моль } CO / \text{моль } C_1H_{m/n}O_{l/n}$$

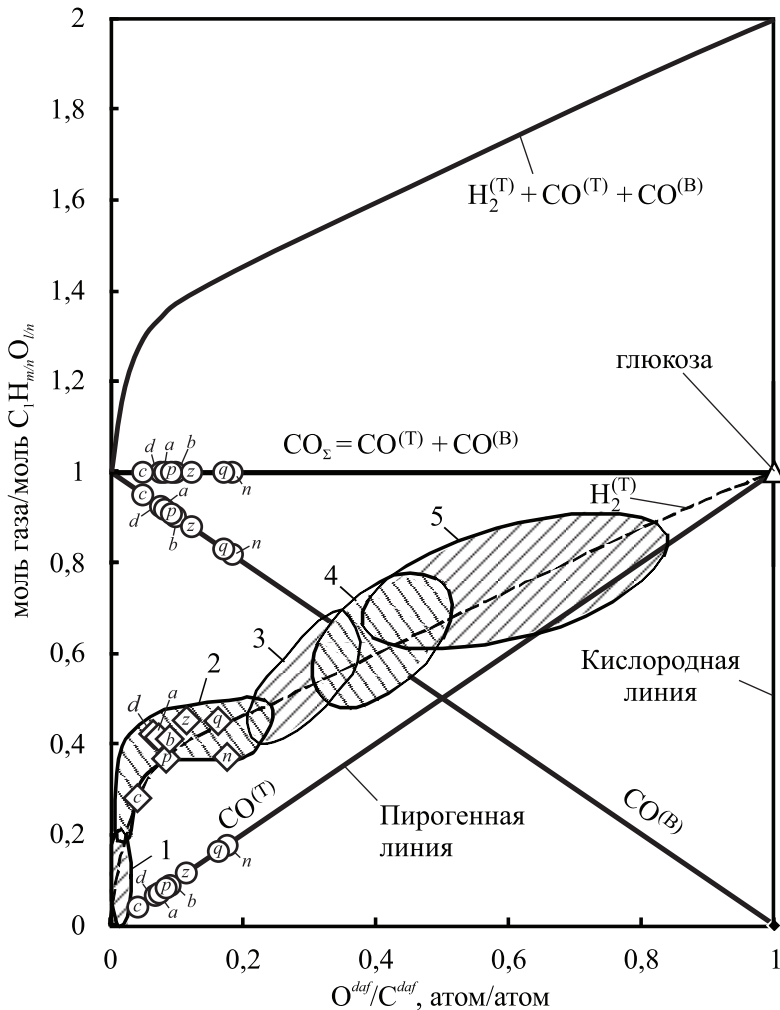


Рис. 2.6. Структура газобразования при стехиометрической конверсии ( $\alpha = \alpha_{CT}$ ) условной молекулы твердого топлива  $C_1H_{m/n}O_{l/n}$ . Точками обозначены стехиометрический и фактический составы синтез-газов, освоенных и разрабатываемых ПГУ-ВЦГ (обозначения см. на рис. 2.4, с. 71)

Стехиометрический выход *синтез-газа* кислородной конверсии составляет 1...2 моль ( $H_2 + CO$ ) из 1 моль приведенного топлива  $C_1H_{m/n}O_{l/n}$ .

Стехиометрический выход *горючих в синтез-газе* воздушной конверсии составляет 1...2 моль ( $H_2 + CO$ ) из 1 моль приведенного топлива  $C_1H_{m/n}O_{l/n}$ .

Стехиометрический выход *синтез-газа* воздушной конверсии составляет 3,8...7,6 моль ( $H_2 + CO + N_2$ ) из 1 моль приведенного топлива  $C_1H_{m/n}O_{l/n}$ .

При пересчете на 1 кг топлива стехиометрический выход синтез-газа кислородной конверсии составляет 2,3...2,4 кг ( $H_2 + CO$ ) из 1 кг приведенного топлива  $C_1H_{m/n}O_{l/n}$ , выход синтез-газа воздушной конверсии — 6,6...6,7 кг ( $H_2 + CO + N_2$ ).

Зависимость молярного соотношения  $H_2/CO$  от кислородного фактора  $O^{daf}/C^{daf}$  в синтез-газах стехиометрической конверсии твердого топлива для кислородного и воздушного дутья повторяет приведенную на рис. 2.6 кривую  $H_2^{(T)}$ . Фактическое соотношение  $H_2/CO$  в синтез-газах конверсии углей освоенных ПГУ-ВЦГ составляет 0,27...0,45 (рис. 2.7).

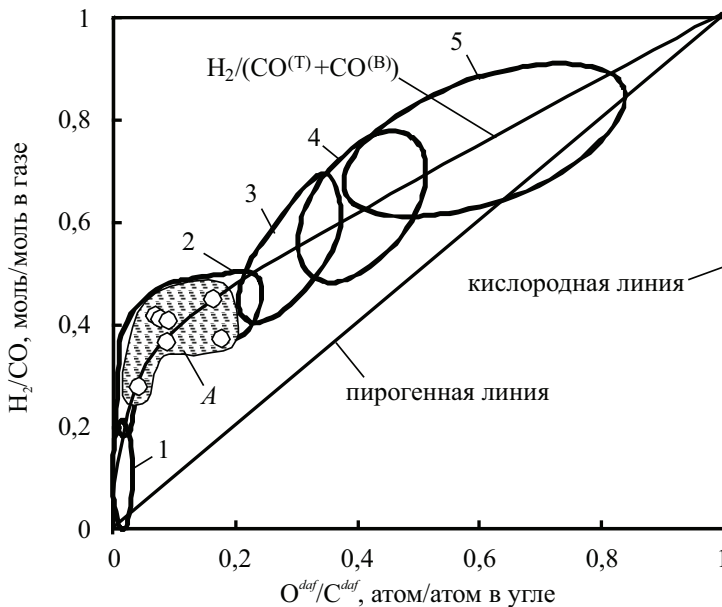


Рис. 2.7. Молярное соотношение  $H_2/CO$  в газах стехиометрической конверсии твердых топлив и область *A* фактического состава синтез-газов из сектора *B* освоенных и разрабатываемых ПГУ-ВЦГ (обозначения см. на рис. 2.4 и 2.6, с. 71 и 76)

## 2.2. Теплотехнические характеристики искусственных газов

### 2.2.1. Молекулярный состав горючих газов

Молекулярный состав основной массы искусственных топливных газов характеризуется низким содержанием углеводородов (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Основные теплотехнические характеристики промышленных и синтез-газов

| Тип топлива  | Состав, об. %  |      |                 |                 |                |                  |                               | $Q_i^r$ ,<br>МДж/<br>нм <sup>3</sup> | $MWI$ ,<br>BTU/(scf°R <sup>0,5</sup> ) | $MWI$ ,<br>МДж/<br>нм <sup>3</sup> |
|--|----------------|------|-----------------|-----------------|----------------|------------------|-------------------------------|--------------------------------------|--|------------------------------------|
|  | H <sub>2</sub> | CO   | CH <sub>4</sub> | CO <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> | H <sub>2</sub> O | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> |                                      |  |                                    |
| Доменный газ   | 2              | 23   | —               | 20              | 55             | —                | —                             | 3,12                                 | 2,6                                    | 2,25                               |
| Коксовый газ   | 55             | 10   | 25              | 5               | 4              | —                | 1                             | 16,81                                | 23,1                                   | 20,11                              |
| Конвертор-<br>ный газ ЛДГ  | —              | 65   | 5               | 10              | 20             | —                | —                             | 10,01                                | 8,7                                    | 7,57                               |
| Коксодомен-<br>ный газ   | 6              | 24   | 1,6             | 17              | 49             | 1,7              | 0,2                           | 4,38                                 | 3,8                                    | 3,30                               |
| Финекс газ   | 15             | 29   | 2               | 44              | 9              | —                | —                             | 6,00                                 | 5,0                                    | 4,41                               |
| Корекс газ   | 23             | 30   | 0,2             | 6               | 0,8            | 40               | —                             | 6,35                                 | 6,8                                    | 5,91                               |
| Синтез-газ па-<br>ровоздушной<br>газификации                                   | 16             | 18   | 2               | 10              | 54             | 0,5              | —                             | 4,72                                 | 4,4                                    | 3,87                               |
| Синтез-газ па-<br>ровоздушной<br>газификации<br>с удалением<br>CO <sub>2</sub> | 29             | 6    | 0,1             | 3               | 61             | 0,5              | —                             | 3,93                                 | 4,0                                    | 3,48                               |
| Синтез-газ па-<br>рокислород-<br>ной газифика-<br>ции                          | 44,7           | 50,1 | 0,2             | 3,2             | 0,5            | —                | —                             | 11,24                                | 10,5                                   | 11,22                              |
| Чистый водо-<br>род  | 99,9           | —    | —               | —               | —              | —                | —                             | 10,80                                | 34,1                                   | 30,98                              |
| Разбавленный<br>природный газ  | —              | —    | 45              | 45              | 8              | —                | 2                             | 17,41                                | 14,9                                   | 12,98                              |
| Природный<br>газ   | —              | —    | 92              | 2               | 2,0            | —                | 4                             | 35,53                                | 39,8                                   | 34,65                              |



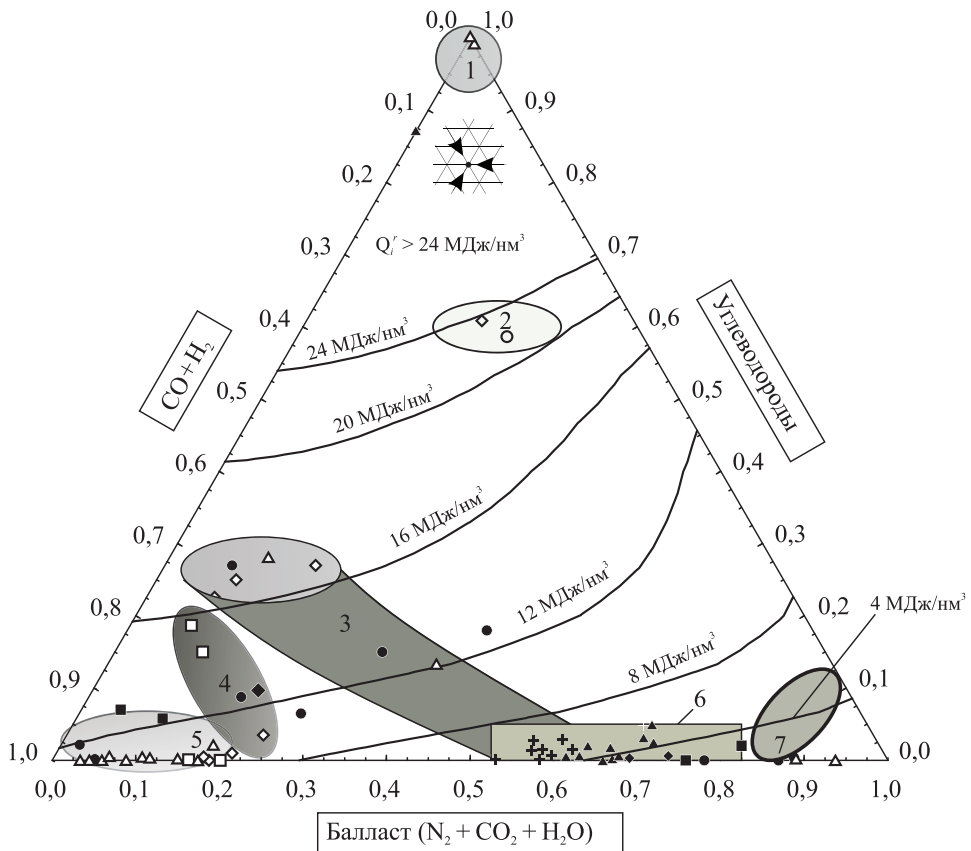


Рис. 2.8. Молекулярный состав и теплота сгорания горючих газов:

1 — природный газ; 2 — полукоксовые (пиролизные) газы; 3 — промышленные газы (коксовый, доменный, конвертерный и их смеси); 4, 5 — газы парокислородной газификации; 6, 7 — газы паровоздушной и воздушной газификации. Точками обозначены типичные составы синтез-газов конверсии бурых, каменных углей, антрацитов, древесины и промышленных газов

Основные горючие компоненты этих газов  $\text{CO} + \text{H}_2$ . В синтез-газах парокислородной конверсии они составляют до ~90 об. %. В синтез-газах воздушной и паровоздушной конверсий концентрация горючих компонентов составляет до ~40 об. %, остальное — топливный балласт ( $\text{N}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ ). Промышленные газы в отличие от синтез-газов парокислородной и воздушной газификации имеют более широкий спектр изменения состава.

Обобщение данных по молекулярному составу искусственных газов приведено на рис. 2.8.

### 2.2.2. Удельная теплота сгорания

Удельная теплота сгорания  $Q_i^r$  является универсальным теплотехническим параметром, определяющим достаточно однозначно ряд термических характеристик процесса горения — модифицированный индекс Воббе  $MWI$ , теоретический объем воздуха  $V_{\text{ТГ}}^0$ , теоретическую температуру горения  $t_{\text{Т}}$ .

В зависимости от удельной теплоты сгорания  $Q_i^r$  искусственные газы подразделяют на газы с высокой (богатые), средней и низкой (бедные) теплотой сгорания (калорийности). Газы с удельной теплотой сгорания  $20...30 \text{ МДж/нм}^3$  и более относят к *высококалорийным* (некоторые коксовые и пиролизные газы). Газы с удельной теплотой сгорания  $8...20 \text{ МДж/нм}^3$  относят к *среднекалорийным* (газы парокислородной газификации, конвертерный газ, часть коксовых газов). Газы с удельной теплотой сгорания  $2,5...8 \text{ МДж/нм}^3$  относят к *низкокалорийным* — это побочные горючие газы промышленных производств (преимущественно металлургии) и синтез-газы воздушной и паровоздушной газификаций.

Нижняя граница теплот сгорания низкокалорийных газов определяется способностью воспламенения и устойчивого горения. С развитием технологий нижняя граница смещается в сторону понижения. В настоящее время производителями ГТУ используются газы с теплотой сгорания до  $2,4...2,5 \text{ МДж/нм}^3$ , повышаемой после подготовки перед сжиганием в камере сгорания ГТУ до  $4,5...5,2 \text{ МДж/нм}^3$ . Другой возможный способ работы на газах с такой теплотой сгорания — их предварительный нагрев, использование  $WGC/HGC$  или сжигание в высоконагретом (до  $800...1000^\circ\text{C}$ ) воздухе.

На этом принципе основан новый способ беспламенного сжигания ("*flameless*"), создаваемый путем высокоскоростного вдува топлива и горячего ( $800...1000^\circ\text{C}$ ) окислителя при интенсивной рециркуляции продуктов сгорания. В результате происходит расширение зоны реакции, понижение концентрации  $\text{O}_2$ , снижение теоретической температуры горения, исчезновение видимого свечения факела и радикальное снижение выбросов термических  $\text{NO}_x$ . Сфера приложений беспламенного горения обширна — помимо утилизации бедных газов, сжигание угля, биомассы, муниципальных отходов, а также газификация.

### 2.2.3. Модифицированный индекс Воббе

Модифицированный индекс Воббе (*Modified Wobbe Index* —  $MWI$ ) является основным интегральным критерием взаимозаменяемости га-

зообразных топлив в камере сгорания ГТУ без изменения конструкции горелочных устройств. В соответствии с формулой (2.7)  $MWI$  представляет собой «исправленную» теплоту сгорания топливного газа  $Q_{i,ТГ}^r$ , скорректированную по молекулярной массе ( $\mu_B/\mu_{ТГ}$ ) и рабочей температуре ( $T_{STD}/T_{ТГ}$ ):

$$MWI = \sqrt{\frac{\mu_B}{\mu_{ТГ}} \cdot \frac{T_{STD}}{T_{ТГ}}} \cdot Q_{i,ТГ}^r \left[ \frac{\text{МДж}}{\text{нм}^3} \right], \quad (2.7)$$

где

$\mu_B, \mu_{ТГ}$  — молярная масса воздуха и топливного газа;

$T_{ТГ}$  — температура топливного газа, К;

$T_{STD}$  — температура, равная 273 К.

При пользовании  $MWI$  следует обращать внимание на размерность  $Q_{i,ТГ}^r$ . Например, компания *General Electric (GE)* использует в расчетах британскую систему единиц —  $BTU/(scf \cdot R^{0.5})$ , где  $BTU$  — британская тепловая единица,  $scf$  — кубический фут при нормальных условиях,  $R$  — температура в градусах Ренкина. В других формулах вместо относительной молярной плотности ( $\mu_B/\mu_{ТГ}$ ) используют относительную объемную плотность ( $\rho_B/\rho_{ТГ}$ ) — см. формулу (1.15).

Для приведенных в табл. 2.5 газов связь между  $MWI$  и теплотой сгорания горючих газов  $Q_i^r$  представлена на рис. 2.9.

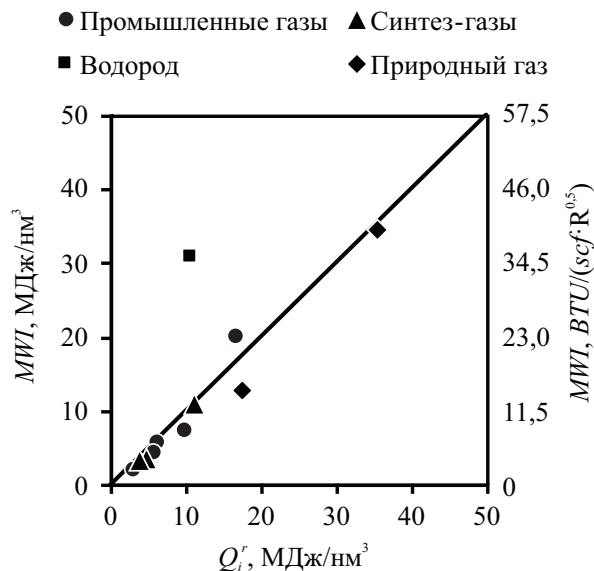


Рис. 2.9. Модифицированный индекс Воббе для горючих газов из табл. 2.5

Поскольку температура газов в табл. 2.5 стандартная ( $T_{STD}/T_{ГТ}$ ), расхождения между  $MWI$  и низшей теплотой сгорания на графике рис. 2.9 обусловлены лишь изменениями в плотности и для большинства газов, кроме водорода, незначительны.

Однако сам индекс  $MWI$  при переходе с одного вида топлива на другое или в переменных режимах с плавающим составом синтез-газа может сильно меняться.

Обычно производители ГТУ допускают отклонение  $MWI$  в пределах  $\pm (5...10) \%$  от расчетного. Для стабилизации  $MWI$  применяют различные способы поддержания  $MWI$  в допустимых пределах на входе в камеру сгорания ГТУ: за счет разбавления инертном и продуктами сгорания, удаления  $CO_2$ , обогащения высококалорийными газами или нагрева.

Так, при отработке технологии работы ПГУ-ВЦГ с «нулевыми» выбросами  $CO_2$  по технологии *pre-combustion CCS* разработчики газотурбинного оборудования столкнулись с невозможностью использования одной и той же конструкции камеры сгорания ГТУ для сжигания исходного синтез-газа ( $MWI = 12,1 \text{ BTU}/(\text{scf} \cdot \text{R}^{0,5})$ ) и синтез-газа после обогащения водородом по технологии *pre-combustion CCS* ( $MWI = 20,57 \text{ BTU}/(\text{scf} \cdot \text{R}^{0,5})$ ). В этом случае применение коррекции состава синтез-газа азотом (разбавление) позволило понизить  $MWI$  до  $13,31 \text{ BTU}/(\text{scf} \cdot \text{R}^{0,5})$  и обеспечить допустимое для работы ГТУ отклонение  $MWI$  в пределах  $10 \%$  (рис. 2.10).

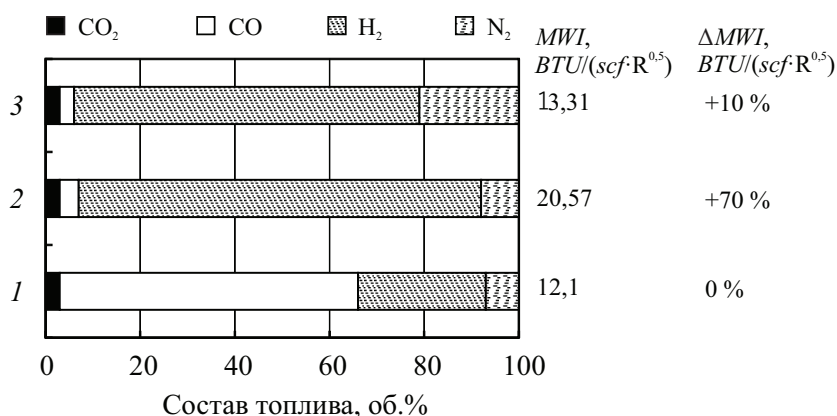


Рис. 2.10. Диаграмма составов синтез-газа поточной парокислородной газификации твердого топлива по патенту № US 7,690,204:

1 — без удаления  $CO_2$  (исходный синтез-газ); 2 — после *shift*-реакции и удаления  $CO_2$ ; 3 — после разбавления синтез-газа азотом и поддержания  $MWI$  в допустимых пределах

### 2.2.4. Теоретический объем воздуха

Теоретический объем воздуха  $V_{\text{ТГ}}^0$  (необходимый для сжигания топливных газов) с уменьшением теплоты сгорания синтез-газов быстро снижается и для низкокалорийных газов в  $\sim 10$  раз меньше, чем для природного газа (рис. 2.11). Это приводит к значительному изменению соотношения расходов воздуха и топливного газа по сравнению со сжиганием природного газа и к необходимости внесения изменений в конструкцию топливоиспользующего агрегата при переводе его с природного газа на искусственный.

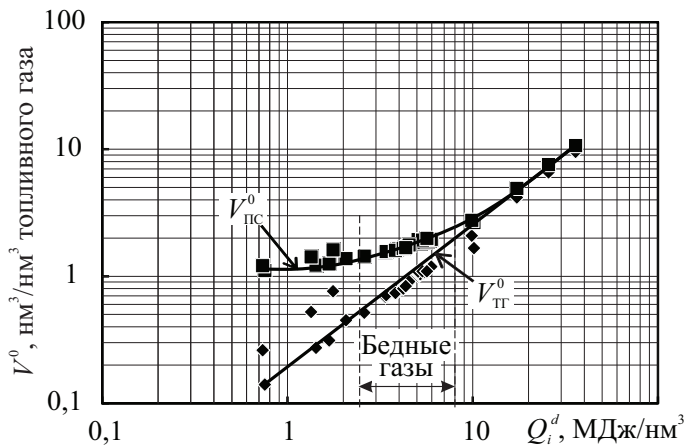


Рис. 2.11. Зависимость теоретического объема воздуха и продуктов сгорания от теплоты сгорания топливных газов. Точками обозначены продукты газификации бурых, каменных углей, антрацитов, древесины, а также промышленные и природные газы, состав которых принят по справочным данным

С другой стороны, изменение теплоты сгорания в области низкокалорийных газов не вызывает заметного изменения объема продуктов сгорания  $V_{\text{пс}}^0$ . Поэтому нестабильность состава низкокалорийных газов будет слабее отражаться на гидродинамическом режиме КС и ГТ в целом, а также следующего за ней КУ, чем при сжигании средне- и высококалорийных газов.

### 2.2.5. Теоретическая температура горения

Теоретическая температура горения искусственных газов в зависимости от их теплоты сгорания имеет слабомонотонный характер (рис. 2.12). Расчетные данные получены для случая стандартной под-

готовки топливного газа и воздуха, применяемой перед сжиганием в ГТУ природного газа (нагрев воздуха  $\sim 400^\circ\text{C}$  в цикловом компрессоре и подача холодного топливного газа).

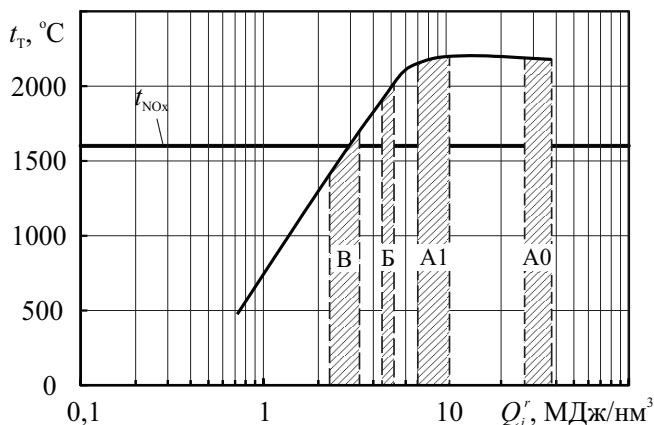


Рис. 2.12. Теоретическая температура горения искусственных газов с учетом диссоциации продуктов сгорания при  $\alpha = 1$ ,  $t_{\text{ТГ}} = 25^\circ\text{C}$ ,  $t_{\text{Б}} = 400^\circ\text{C}$

Теоретическая температура горения для синтез-газов парокислородной газификации ( $Q_i^r = 7,0 \dots 10,6$  МДж/нм<sup>3</sup> — область A1) оказывается несколько выше теоретической температуры горения природного газа ( $Q_i^r = 30 \dots 38$  МДж/нм<sup>3</sup> — область A0), что обусловлено низким значением теоретического объема воздуха  $V^0$  (и соответственно балластного азота), необходимого для их сжигания (рис. 2.11), при 3,0...5,4 кратной разнице между их теплотами сгорания. При сжигании таких синтез-газов в диффузионном факеле возникает набор конструкторских, технологических и экологических проблем, в том числе угроза недопустимого повышения температуры горения в камере сгорания ГТУ и загрязнения окружающей среды оксидами азота ( $\text{NO}_x$ ).

Теоретическая температура горения для газов из *средней части диапазона низкокалорийных газов* с  $Q_i^r = 4,5 \dots 5,2$  МДж/нм<sup>3</sup> (область Б) ниже, чем для природного, что обеспечивает приемлемые условия для их малоэмиссионного  $\text{NO}_x$  сжигания и является основой для формирования технологии сжигания искусственных газов.

Теоретическая температура горения для газов из *нижней части диапазона низкокалорийных газов* ( $Q_i^r = 2,4 \dots 3,4$  МДж/нм<sup>3</sup> — область В)

находится на пределе срыва воспламенения. Применение таких газов в ПГУ-ВЦГ без модернизации процесса сжигания невозможно.

### 2.2.6. Нормальная скорость распространения пламени

Нормальная скорость распространения пламени  $u_n$ , именуемая в литературе также скоростью ламинарного горения  $u_l$  ( $u_n = u_l$ ), или скоростью распространения пламени, является важнейшей характеристикой процесса горения. Нормальная скорость распространения пламени  $u_n$  характеризует предельную скорость неударного распространения фронта пламени в предварительно подготовленной ТВС, осуществляемую в условиях кондуктивно-диффузионного торможения его перемещения в сторону свежей смеси горючего и окислителя.

В строгой постановке задача распространения пламени сложна. Аналитическое описание процессов воспламенения ТВС в форме теплового взрыва выполнено Н. Н. Семеновым (1934 г.) и Д. А. Франк-Каменецким (1957 г.). Аналитическое решение распространения пламени в наиболее полном виде получено Я. Б. Зельдовичем и Д. А. Франк-Каменецким (1947 г.). Полная система уравнений стала решаться лишь с появлением мощных (высокопроизводительных) компьютеров (около 1960-х гг.).

В соответствии с экспериментальными, численными и аналитическими исследованиями скорость горения зависит от молекулярной структуры горючего вещества, состава ( $\alpha$ ), начальной температуры  $t_0$  и давления  $p_0$  ТВС.

Экспериментально найденные нормальные скорости распространения пламени  $u_n$  в смеси СО-воздух и  $\text{CH}_4$ -воздух приблизительно равны, а для смеси  $\text{H}_2$ -воздух — в  $\sim 10$  раз выше (рис. 2.13, а), что обусловлено различиями в коэффициентах температуропроводности тяжелых и легких газов, определяющих различия в скорости кондуктивного прогрева свежей ТВС перед воспламенением. Концентрационные пределы воспламенения основных компонентов синтез-газов ( $\text{H}_2$  и СО) в смеси с воздухом приблизительно совпадают между собой и существенно шире, чем для  $\text{CH}_4$ .

Скорость горения ТВС синтез-газов кислородной газификации твердого топлива ( $\text{CO} + \text{H}_2$ ) в зависимости от особенностей технологий (парокислородная, уголекислотно-кислородная газификация, с применением *shift*-процесса), определяющих соотношение  $\text{CO}/\text{H}_2$  в синтез-газе, меняется в пределах между скоростью горения чистых СО и  $\text{H}_2$

(рис. 2.13, б). Разбавление воздуха азотом с понижением содержания кислорода в  $\sim 2$  раза уменьшает скорость горения  $H_2$  приблизительно в 3 раза и сужает пределы воспламенения.

Обогащение воздуха кислородом либо низкокалорийного топлива более высококалорийным повышает скорость горения и расширяет пределы воспламенения (рис. 2.13, в, г).

Пределы воспламенения горючих газов в смеси с воздухом приведены в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Пределы воспламенения горючих газов в смеси с воздухом  
при стандартных условиях

| Наименование газов     | Пределы воспламенения<br>в ТВС, об. % |         | Разница между<br>пределами |
|------------------------|---------------------------------------|---------|----------------------------|
|                        | Нижний                                | Верхний |                            |
| Метан ( $CH_4$ )       | 5,3                                   | 15      | 9,7                        |
| Водород ( $H_2$ )      | 4,1                                   | 74,6    | 70,2                       |
| Оксид углерода (CO)    | 12,5                                  | 74,2    | 61,7                       |
| Сероводород ( $H_2S$ ) | 4,3                                   | 45,5    | 41,2                       |
| Коксовый газ           | 5,6                                   | 31      | 25,4                       |
| Водяной газ            | 6,2                                   | 72      | 65,8                       |
| Генераторный газ       | 20,7                                  | 73,7    | 53                         |
| Природный газ          | 4,5                                   | 17      | 12,5                       |

Отмеченные в табл. 2.6 различия в характеристиках горения между метаном и природным газом обусловлены присутствием в последнем тяжелых компонентов — этана ( $C_2H_6$ ), пропана ( $C_3H_8$ ), бутана ( $C_4H_{10}$ ), пентана ( $C_5H_{12}$ ) и др., — увеличивающих удельную теплоту сгорания  $Q_i^r$  и действующих в сторону повышения горючих свойств топлива.

Подогрев ТВС перед сжиганием заметно расширяет пределы воспламенения и повышает нормальную скорость  $u_H$  примерно пропорционально квадрату абсолютной температуры:

$$u_H \sim T_0^2.$$

Подогрев ТВС с влажным CO от 0 до 500 °C повышает скорость горения в  $\sim 5$  раз (рис. 2.13, д). Такое повышение несколько больше, чем в случае  $CH_4$ . При этом массовая скорость ( $\rho_0 \cdot u_H$ ) [ $кг/(м^2 \cdot с)$ ], увели-



чивающаяся пропорционально температуре  $(\rho_0 \cdot u_H) \sim T_0$ , возрастает в  $\sqrt{5}$  раз.

Подогрев ТВС с реальными газами, включающими как горючие компоненты, так и балласт ( $N_2$ ,  $CO_2$ ), показывает схожие результаты, но с коррекцией на обогащение (у природного газа) или обеднение состава (у газов паровой и воздушной конверсии) — рис. 2.13, е.

Температура нагрева ТВС перед сжиганием ограничена температурой воспламенения (самовоспламенения) смеси. Под ней понимают наинизшую температуру ТВС  $t_0$ , при которой выделение теплоты за счет реакций горения начинает превосходить теплоотвод. Она соответствует оклостехиометрическому соотношению топлива и окислителя. С отклонением этого соотношения в обе стороны и ростом балласта воспламенение происходит при более высокой температуре, что демонстрирует рис. 2.13, ж для индивидуальных горючих газов.

По аналогичной причине температура воспламенения газов в кислороде на 50...100 К ниже температуры воспламенения в воздухе (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Температура воспламенения горючих газов

| Наименование газов     | Температура воспламенения, °С |             |
|------------------------|-------------------------------|-------------|
|                        | в воздухе                     | в кислороде |
| Метан ( $CH_4$ )       | 640                           | 640         |
| Водород ( $H_2$ )      | 510                           | 450         |
| Оксид углерода (CO)    | 610                           | 590         |
| Сероводород ( $H_2S$ ) | 290                           | 220         |
| Коксовый газ           | 640                           | —           |
| Природный газ          | 610                           | —           |

Присутствие в горючем газе  $CO_2$  или  $N_2$  заметно повышает температуру воспламенения.

Зависимость скорости горения от давления менее изучена. Однако известно, что ее характер связан с видом окислителя. Для газозавоздушных смесей эта зависимость при  $p > 0,1$  МПа имеет падающий характер, а границы воспламенения несколько сужаются. Как видно из рис. 2.13, з, увеличение давления в  $\sim 100$  раз приводит к снижению скорости  $u_H$  в  $\sim 10$  раз ( $u_H \sim 1 / \sqrt{p}$ ).

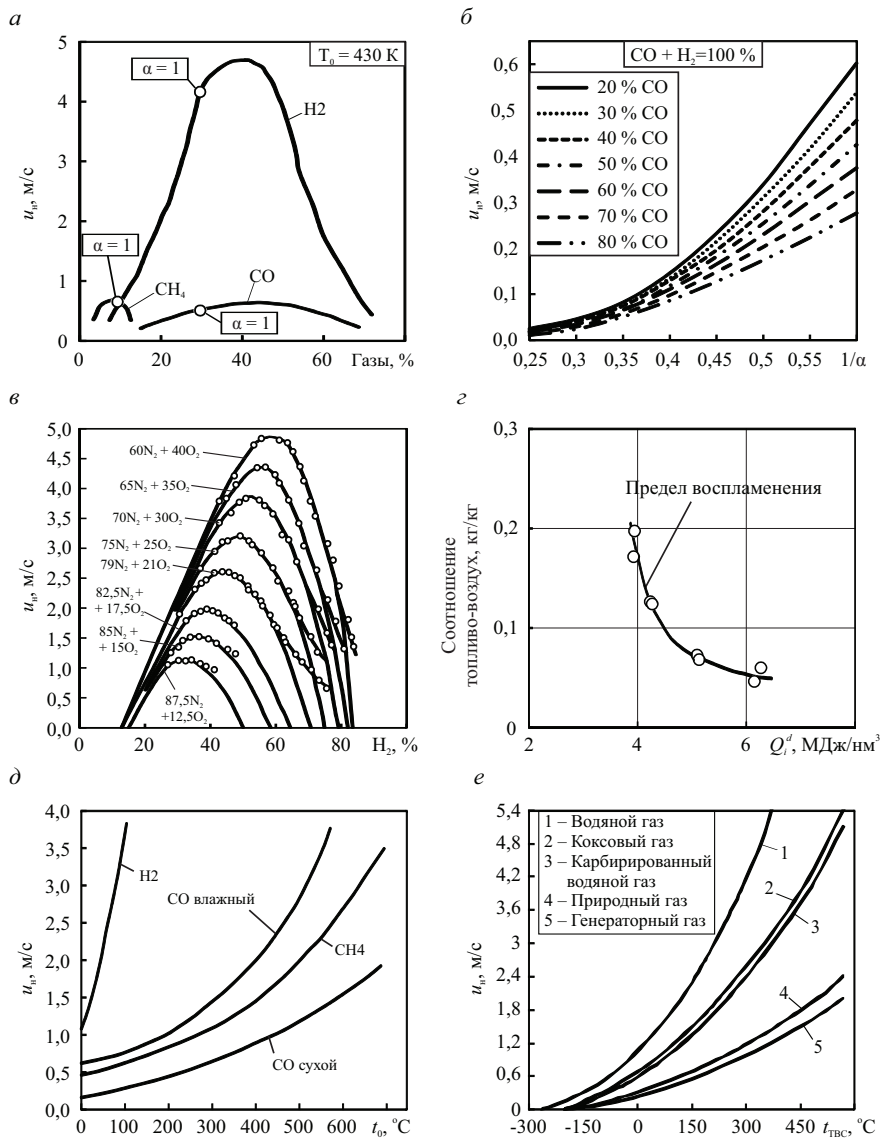


Рис. 2.13. Нормальная скорость распространения пламени и условия воспламенения горючих газов (окончание см. на с. 89):

а — смеси  $CH_4$ -воздухом,  $H_2$ -воздух,  $CO$ -воздух; б — влияние соотношения  $CO/H_2$  на скорость горения ТВС; в — влияние содержания кислорода в ТВС на скорость горения  $H_2$ ; г — влияние соотношения топливо-воздух на нижний предел воспламенения промышленных газов; д — влияние температуры ТВС на нормальную скорость распространения пламени индивидуальных горючих газов; е — влияние температуры ТВС на нормальную скорость распространения пламени промышленных газов; ж — влияние состава ТВС на температуру самовоспламенения; з — влияние давления ТВС на скорость горения смеси  $CH_4$ -воздух; и — влияние давления ТВС на скорость горения стехиометрической смеси  $CO-O_2$ ; к — влияние давления ТВС и содержания  $CO$  на скорость горения смеси  $CO-O_2$

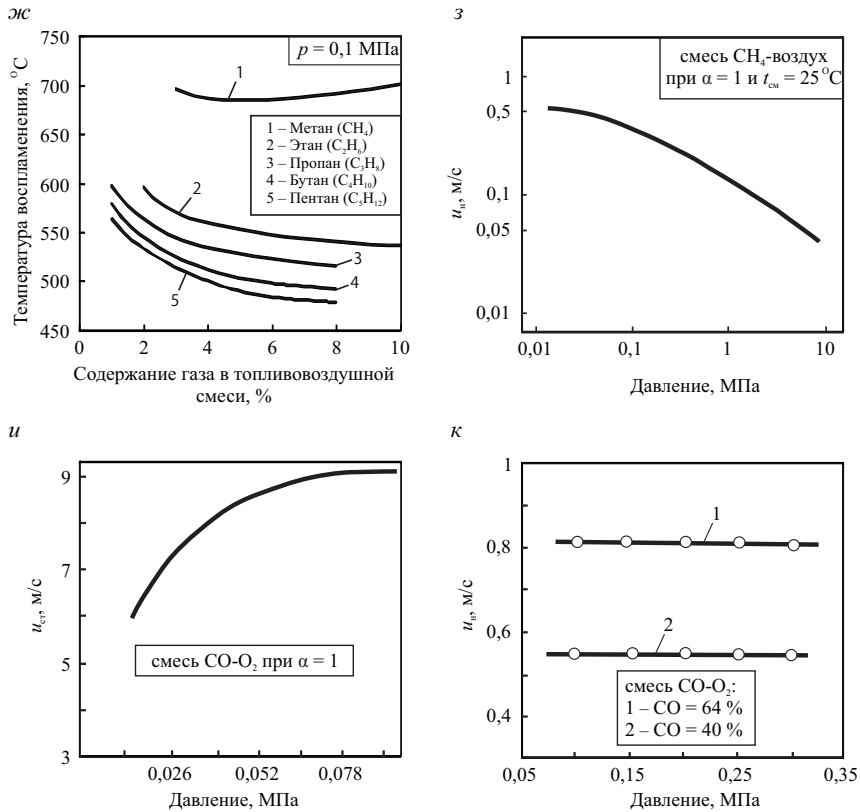


Рис. 2.13. Окончание (начало см. на с. 88)

Массовая скорость горения ( $\rho_0 \cdot u_{\text{н}}$ ) с ростом давления в  $\sim 100$  раз возрастает в  $\sim 10$  раз ( $\rho_0 \cdot u_{\text{н}} \sim \sqrt{p}$ ).

Иначе реагируют на давление кислородные смеси. Например, скорость горения  $\text{CO}$  в смеси с кислородом не зависит от давления при  $p > 0,1 \text{ МПа}$  и снижается при  $p < 0,1 \text{ МПа}$  (рис. 2.13, и, к).

Представление о связи между динамическими (нормальная скорость распространения пламени  $u_{\text{н}}$  ТВС) и термическими (удельная теплота сгорания  $Q_i'$ ) характеристиками для искусственных топлив, применяемых в ГТУ компании *MHPS*, дает рис. 2.14.

На рис. 2.14 левую часть занимают синтез-газы кислородной и воздушной газификации, а также промышленные газы (коксодоменный и доменный газы).

Правую часть рис. 2.14 занимает метан, а также высококалорийные искусственные газы. Водоразделом между ними служит водород, обладающий наиболее высокой скоростью горения. Горизонтальная штри-

ховая линия, проведенная на уровне метана, подразделяет топлива в зависимости от скорости горения на две части: верхнюю — с содержанием водорода  $H_2 > 10$  об. % и нижнюю — с незначительным содержанием водорода. Каждому из выделенных газовых сообществ соответствует своя технология сжигания, обусловленная ее теплотой сгорания  $Q_i'$  и реакционной способностью, показателем которой является нормальная скорость горения  $u_n$  предварительно подготовленной ТВС.

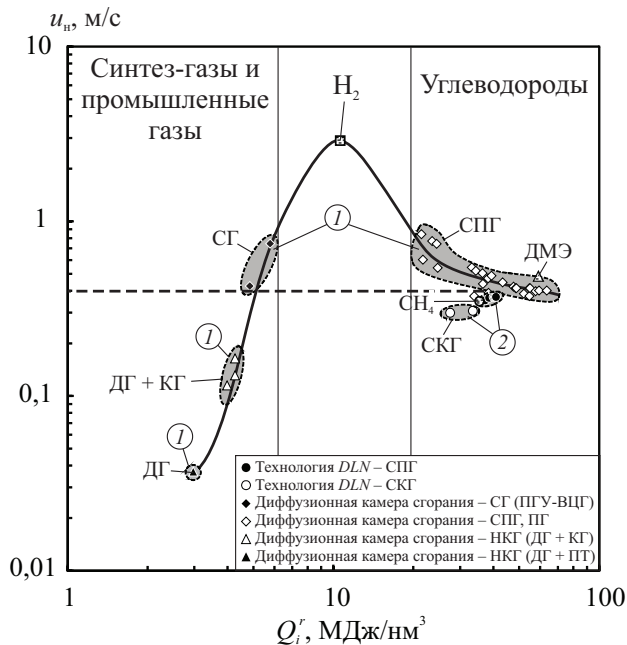


Рис. 2.14. Диаграмма «низшая теплота сгорания — нормальная скорость горения» для искусственных газов по данным *MHI*:

1 — диффузионная камера сгорания; 2 — камера сгорания с предварительным смешением топлива и воздуха (типы камер сгорания представлены на рис. 2.30);

СПГ — сжиженный природный газ; СКГ — среднекалорийный газ;

СГ — синтез-газ; ПГ — побочные газы; НКГ — низкокалорийный газ;

ДГ — доменный газ; КГ — коксовый газ; ПТ — пилотное топливо

В контексте настоящей работы нас интересуют две технологии сжигания искусственных газов в ГТУ, проводимые, согласно рис. 2.14, в диффузионных камерах сгорания разных типов:

- сжигание газов кислородной газификации твердого топлива;
- сжигание газов воздушной газификации твердого топлива.

## 2.3. Способы сжигания искусственных газов в ГТУ

Разнообразие термических (калорических) и кинетических свойств искусственных газов, как и в твердотопливной котельной технике, предопределяет два различных подхода к организации сжигания топлива.

*При индивидуальном подходе* каждому виду топлива подбирается своя технология сжигания и разрабатывается своя уникальная топочно-горелочная конструкция.

*При унифицированном подходе* в универсальном топочно-горелочном устройстве сжигается специально подготовленное топливо с унифицированными свойствами, получаемыми путем предварительной подготовки исходного сырья и в ряде случаев окислителя.

Стратегия выбора подхода определяется сочетанием природных и экономических факторов, логистическими возможностями, традициями и предпочтениями. Например, в России топочные устройства твердотопливных паровых котлов жестко привязываются к конкретному виду собственного топлива. В странах ЕС уже давно по необходимости перешли к сжиганию твердых топлив унифицированного (по теплоте сгорания  $Q_i^r$ , влажности  $W^r$ , зольности  $A^r$ ) состава, доставляемых на ТЭС со всех континентов.

Искусственные газы без дополнительной подготовки применяли в первых опытных ПГУ-ВЦГ (*Kellerman*, *CoolWater* в 1950-х гг., *Schwarze Pumpe* и *Pinon Pine* в 1980–1990-х гг.), а также в маломощных ГТУ на промышленных газах и в ПГУ-ВЦГ, работающих на нефтеотходах.

В последующие проекты мощных демонстрационных и коммерческих угольных ПГУ-ВЦГ разработчики закладывали схемы унификации газотурбинного топлива, получаемого на основе разнообразных искусственных газов и соответствующей подготовки окислителя.

Из анализа опубликованных данных известно, что при переводе ГТУ с природного газа на искусственный в качестве газотурбинного топлива обычно используют унифицированные газы с теплотой сгорания из средней части диапазона низкокалорийных газов ( $Q_i^r = 4,5...5,2$  МДж/нм<sup>3</sup>) с содержанием водорода в диапазоне ~10,5...31,6 об. % либо из нижней части диапазона среднекалорийных газов ( $Q_i^r = 7,0...10,6$  МДж/нм<sup>3</sup>) с содержанием водорода в диапазоне ~24,8...44,5 %.

Унифицированные низкокалорийные газы сжигаются в цикловом воздухе по простым схемам, а среднекалорийные газы *сжигаются в специально* подготовленном окислителе.

### 2.3.1. Унификация параметров топливного газа

Для получения унифицированного низкокалорийного газотурбинного топлива требуемых характеристик ( $Q_i^r = 4,5 \dots 5,2$  МДж/нм<sup>3</sup>,  $H_2 \approx 10,5 \dots 31,6$  %) искусственные газы перед сжиганием подвергаются обычно физической либо химической коррекции.

Коррекции подвергают синтез-газы кислородной и воздушной газификации, а также промышленные газы типа доменного. Направление коррекции зависит от характеристик исходного газа.

Среднекалорийные синтез-газы кислородной газификации разбавляются в смесителе инертными средами (*азот, пар/питательная вода*).

Низкокалорийные промышленные газы обогащаются высококалорийными газами (коксовый, природный), либо при их сжигании применяют дежурное топливо. Обогащение воздушных синтез-газов достигается изменением режима газификации в сторону повышения химического КПД и теплоты сгорания, например, путем перехода на двухступенчатую конверсию, дополнительного нагрева дутьевого воздуха или обогащения дутья кислородом.

Разбавление и обогащение синтез-газа позволяет:

- 1) контролировать температуру горения в камере сгорания и выход термических  $NO_x$ ;
- 2) выравнивать модифицированный индекс Воббе и унифицировать работу камер сгорания ГТУ на различных искусственных газах.

Разбавление синтез-газа вызывает:

- 1) повышение мощности ГТУ за счет увеличения массового расхода продуктов сгорания через газовую турбину;
- 2) повышение мощности ПТУ благодаря повышению массового расхода дымовых газов через котел-утилизатор;
- 3) повышение КПД ГТУ при разбавлении рабочего тела паром за счет роста удельной работы расширения газовой турбины.

При разбавлении синтез-газа перед камерой сгорания ГТУ уменьшается количество впрыскиваемого пара или азота внутрь камеры сгорания. Это упрощает конструкцию горелочных устройств и жаровой трубы и уменьшает объем модернизации камеры сгорания, но одновременно усложняет систему кондиционирования синтез-газа из-за появления дополнительного вспомогательного оборудования (смесители, установка увлажнения, азотный компрессор) и системы трубопроводов, подающих азот и/или пар на разбавление под давлением, на  $\sim 0,4 \dots 1,0$  МПа превышающим давление в камере сгорания.

Организация разбавления синтез-газа азотом и/или паром перед подачей газового топлива в камеру сгорания ГТУ и работа на унифицированном низкокалорийном топливе являются предпочтительными из-за относительной легкости поддержания экологических характеристик сжигания.

### 2.3.2. Коррекция параметров окислителя

Второй способ работы ГТУ — на унифицированных газах с теплотой сгорания  $Q_i^* = 7,0 \dots 10,6$  МДж/нм<sup>3</sup> и с повышенным содержанием водорода  $\sim 24,8 \dots 44,5\%$  — предусматривает коррекцию концентрации кислорода в окислителе путем разбавления азотом или паром. В отдельных случаях применяют разбавление углекислотой, дополнительный нагрев (по гибридной технологии) либо обогащение кислородом (по технологии *Oxy-fuel*).

Разбавление окислителя производится в камере предварительного смешения, являющейся частью камеры сгорания. В этом случае среднекалорийный газ сгорает в воздухе с пониженной концентрацией кислорода.

Появление камеры предварительного смешения усложняет конструкцию горелочных устройств и всей камеры сгорания, но снижает затраты на вспомогательное оборудование. В частности, при разбавлении азотом не синтез-газа, а окислителя происходит экономия затрат на работу азотного компрессора за счет разницы давлений перед камерой сгорания и внутри нее, снижаются затраты на дополнительное оборудование (смесители, систему трубопроводов, азотный компрессор).

### 2.3.3. Стандартизация рабочего тела ГТУ

Реализация подходов, применяемых при внешнем (разбавление газа до камеры сгорания) и внутреннем (разбавление окислителя в камере сгорания) способах подготовки компонентов ТВС, проводится таким образом, чтобы характеристики ТВС (состав и эквивалентная теплота сгорания) и продуктов сгорания (рабочего тела) наименьшим образом отличались от показателей работы ГТУ в стандартных условиях (на природном газе).

Принятый на большинстве ПГУ-ВЦГ порядок получения стандартизированного рабочего тела включает (рис. 2.15):

*а* — получение синтез-газов кислородной (К) или воздушной (В) газификации твердого топлива;

*б* — осуществление коррекции синтез-газов с получением низкокалорийного (Б) или среднекалорийного (А1) топливного газа с унифицированными свойствами;

$\nu$  — формирование на основе топливных газов А1 и Б и скорректированного (в случае А1) окислителя ТВС единого состава;

$z$  — получение рабочего тела газовой турбины стандартизированного состава, близкого к составу продуктов сгорания природного газа А0.

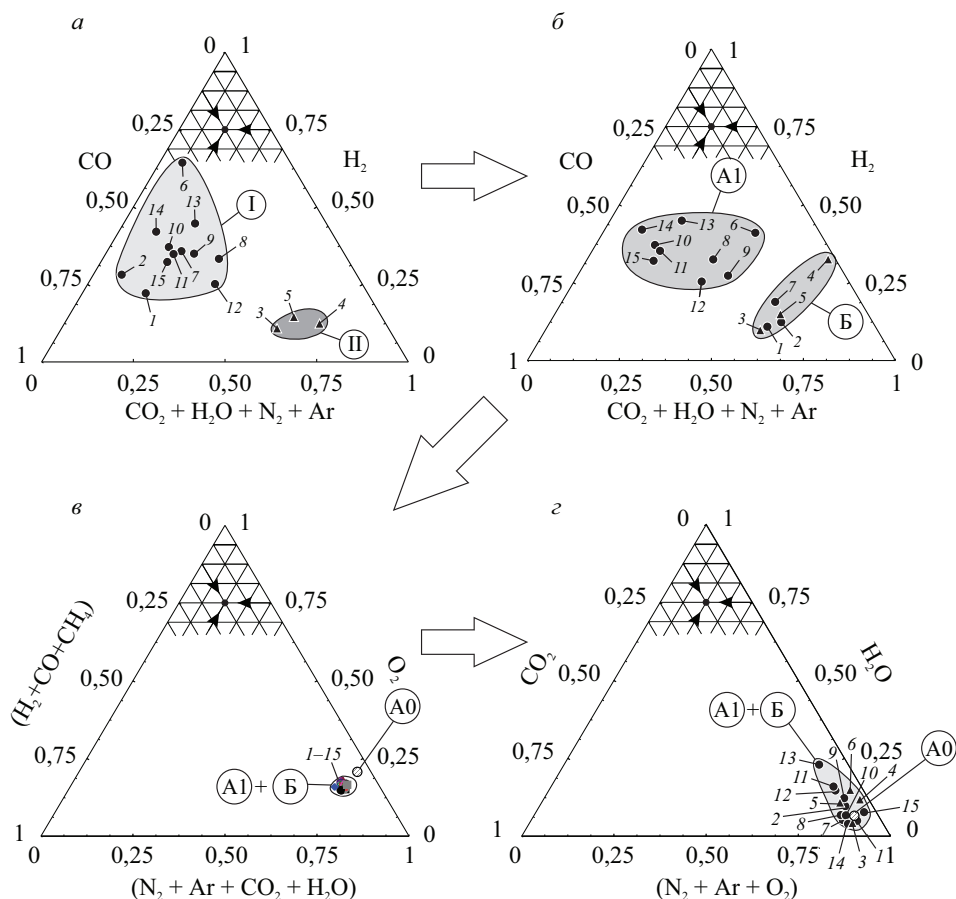


Рис. 2.15. Состав исходных синтез- и промышленных газов (*a*) и топливных синтез-газов перед сжиганием (*б*). Состав получаемой эквивалентной ТВС (*в*) и продуктов ее горения (*z*) в ПГУ-ВЦГ:

1 — Puertollano; 2 — Buggenum; 3 — Nakoso; 4 — Kemper; 5 — Pinon Pine<sup>1</sup>; 6 — Schwarze Pumpe<sup>3</sup>; 7 — Citgo L. Char<sup>3</sup>; 8 — Shell Pernis<sup>3</sup>; 9 — ISAB<sup>3</sup>; 10 — Tampa Polk; 11 — Wabash River; 12 — PSI<sup>3</sup>; 13 — Exxon Singapore<sup>3</sup>; 14 — PIEMSA<sup>3</sup>; 15 — Motiva Delaware<sup>3</sup>; A0 — ПГУ на природном газе; A1 — исходные синтез-газы; Б — унифицированные синтез-газы; I — синтез-газы кислородной газификации; II — синтез-газы воздушной газификации

<sup>1</sup> Расчет составов ТВС и рабочего тела проведен для ГТУ класса 1200 °С



Изменение состава синтез-газа в процессе коррекции по 15 объектам показано на рис. 2.16.

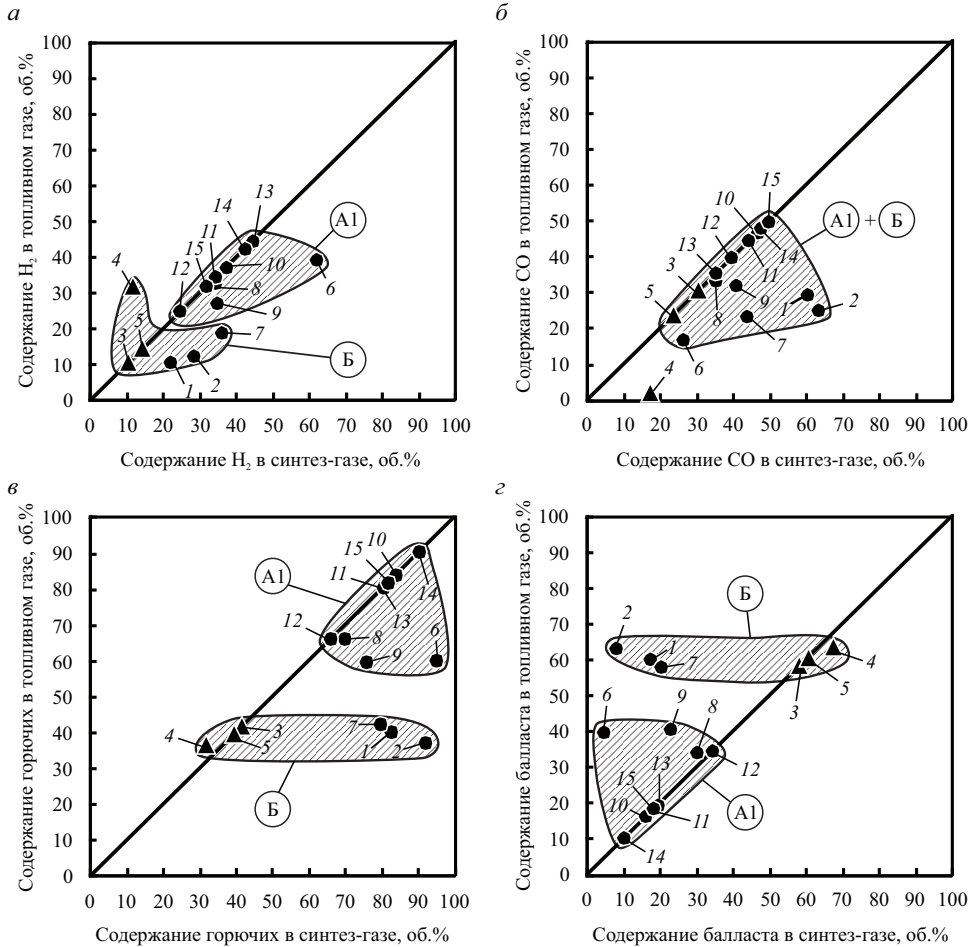


Рис. 2.16. Содержание  $H_2$  (а), CO (б), горючих компонентов (в) и балласта ( $CO_2 + H_2O + N_2$ ) (г) в синтез-газах и топливных газах при работе ПГУ-ВЦГ на унифицированном топливе (обозначения см. на рис. 2.15, с. 94)

Изменение теплоты сгорания, модифицированного индекса Воббе перед сжиганием, а также эквивалентной теплоты сгорания ТВС, получаемой в результате коррекции топлива и окислителя, приведено на рис. 2.17.

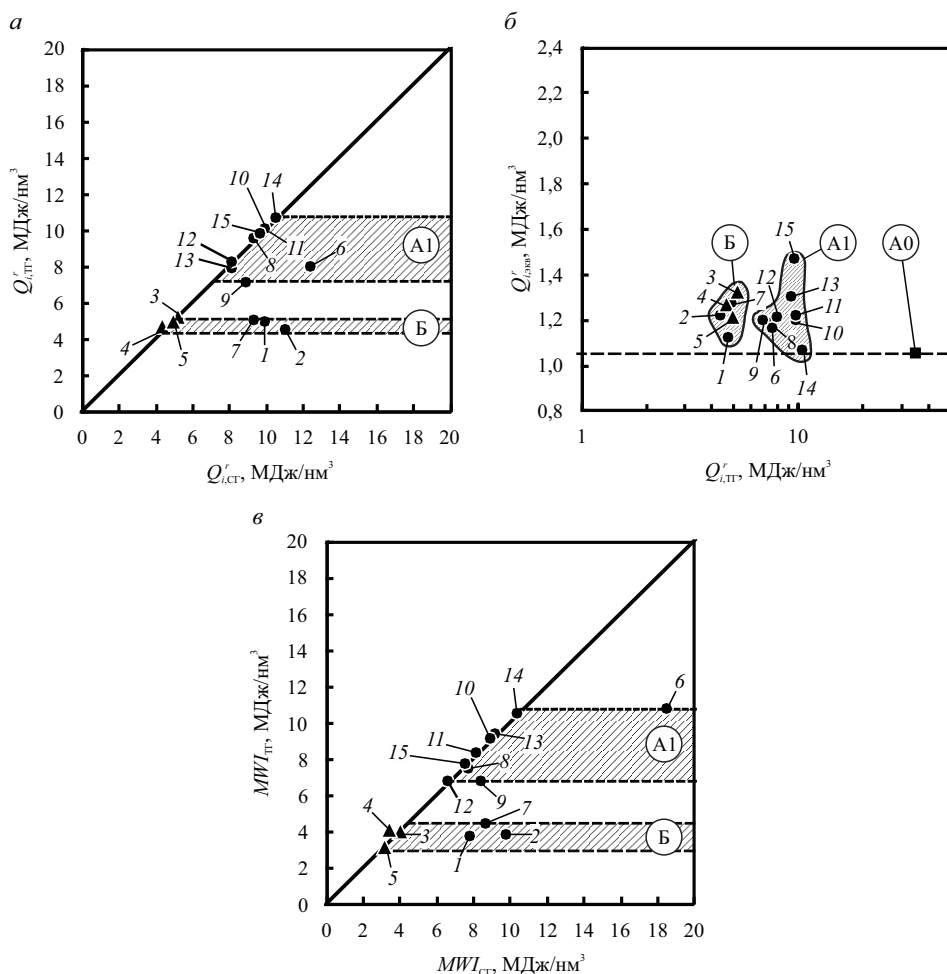


Рис. 2.17. Коррекция синтез-газа перед сжиганием по теплоте сгорания (а), по эквивалентной теплоте сгорания ТВС (б) и по модифицированному индексу Воббе (в) (обозначения см. на рис. 2.15, с. 94)

Как видно, из двух представленных на рис. 2.15, а разнородных групп синтез-газов перед сжиганием в ГТУ формируется две группы топливных синтез-газов (см. рис. 2.15, б, 2.16, 2.17, а, б).

В первую, группу унифицированных низкокалорийных газов (группа Б), входит 6 из 15 рассмотренных топливных газов, получаемых из синтез-газов кислородной (I) и воздушной (II) газификаций и сжигаемых на освоенных (коммерческих) ПГУ-ВЦГ. Эти ПГУ-ВЦГ работают на газах с содержанием водорода 10,5...31,6 об. % и окиси углерода —

2,0...30,5 об. %. Соотношение  $H_2/CO$  для этих объектов корректируется от 0,344...0,669 в сырых синтез-газах до 0,344...0,817 (до 15,8 в случае удаления  $CO_2$  по технологии *pre-combustion CCS*) в топливных газах. Соотношение  $(H_2 + H_2O + 2CH_4)/(CO + CO_2 + CH_4)$  в топливных газах лежит в пределах 0,350...4,024. Соотношение  $H_2O/CO_2$  в продуктах сгорания составляет — 0,454...4,355. Теплота сгорания топливных синтез-газов 4,5...5,2 МДж/нм<sup>3</sup>,  $MWI = 3,16...4,33$  МДж/нм<sup>3</sup>.

Во вторую группу (группа A1) входят неунифицированные топливные синтез-газы со средней теплотой сгорания, применяемые на двух ПГУ-ВЦГ (*Tampa Polk* и *Wabash River*) и семи ПГУ-ВЦГ, работающих на нефтеотходах. В этих ПГУ-ВЦГ содержание  $H_2$  в топливном газе поддерживают на уровне 24,8...44,5 об. %, а содержание  $CO$  — 16,5...49,5 об. %. Соотношение  $H_2/CO$  для этих объектов меняется от 0,628...2,363 в сырых синтез-газах и в топливных газах. Соотношение  $(H_2 + H_2O + 2CH_4)/(CO + CO_2 + CH_4)$  в топливных газах лежит в пределах 0,499...3,733. Соотношение  $H_2O/CO_2$  в продуктах сгорания составляет — 0,735...4,007. Теплота сгорания топливного газа 7,0...10,6 МДж/нм<sup>3</sup>,  $MWI = 6,70...10,66$  МДж/нм<sup>3</sup>.

Несмотря на различие в исходных составах и способах подготовки компонентов (разбавление газа до камеры сгорания или окислителя в камере сгорания), эквивалентная теплота сгорания ТВС в ГТУ одного класса оказывается практически неизменной ( $Q_{э\text{кв}} = 1,259 \pm 0,200$  МДж/нм<sup>3</sup> ТВС) и выше таковой для работы ГТУ на природном газе ( $Q_{э\text{кв}} \approx 1$  МДж/нм<sup>3</sup> ТВС).

#### 2.3.4. Технологические схемы подготовки топливовоздушной смеси к сжиганию

Рассмотрим схемы подготовки унифицированной ТВС к сжиганию, применяемые на наиболее известных освоенных ПГУ-ВЦГ, оснащенных холодной газоочисткой *CGC*.

##### Схемы подготовки ТВС к сжиганию низкокалорийного газа

В состав ПГУ-ВЦГ *Puertollano* (Испания) входит кислородный газификатор типа *Prenflo* и ГТУ типа *Siemens V94.3* с двумя влажными выносными камерами сгорания. В результате высокотемпературной поточной газификации под давлением смеси высокосольного бурого угля и высокосернистого нефтекокса (теплота сгорания смеси 24,54 МДж/кг) образуется сырой синтез-газ с теплотой сгорания 10,04 МДж/нм<sup>3</sup>. После очистки синтез-газ насыщают водяными пара-

ми в установке увлажнения (УУ) газа, а затем смешивают с остаточным азотом из ВРУ в специальном смесителе (рис. 2.18). До разбавления газового топлива азот предварительно подогревают (до  $142,8^\circ\text{C}$ ) воздухом из компрессора ГТУ в теплообменном аппарате поверхностного типа. Массовая пропорция сырого синтез-газа, азота и пара в топливном газе составляет: 50,09:45,73:4,18 масс. %. Доля горючих компонентов в топливном газе составляет 39,98 об. %, доля водородсодержащих компонентов ( $\text{H}_2 + \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ ) — 14,92 об. %, соотношение  $\text{H}_2/\text{CO}$  — 0,365, а соотношение  $\text{H}_2\text{O}/\text{CO}_2$  в рабочем теле ГТУ — 0,378.

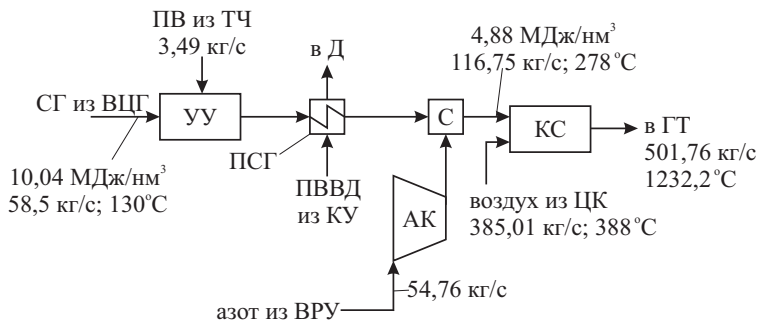


Рис. 2.18. Схема кондиционирования ТВС в ПГУ-ВЦГ *Puertollano*:

Д — деаэратор в паротурбинной части ПГУ; УУ — установка увлажнения; ПСГ — подогреватель синтез-газа; ПВВД — питательная вода высокого давления

В ПГУ-ВЦГ *Buggenum* (Нидерланды) входит кислородный газификатор типа *Shell* и ГТУ типа *Siemens V94.2* с двумя влажными выносными камерами сгорания. Низшая теплота сгорания сырого синтез-газа, полученного в результате газификации смеси бурого угля и биомассы (теплота сгорания смеси 26,52 МДж/кг), составляет 11,12 МДж/нм<sup>3</sup>. После очистки синтез-газа от загрязняющих веществ в системе кондиционирования выполняется разбавление синтез-газа азотом из ВРУ в специальном смесителе. Далее разбавленный синтез-газ насыщается питательной водой в УУ. Перед подачей в камеру сгорания разбавленный и увлажненный топливный газ нагревается питательной водой из КУ до  $203,7^\circ\text{C}$  в подогревателе поверхностного типа (рис. 2.19). Массовая пропорция сырого синтез-газа, азота и пара в топливном газе составляет: 42,06:38,84:19,10 масс. %. Доля горючих компонентов в топливном газе составляет 37,10 об. %, доля водородсодержащих компонентов ( $\text{H}_2 + \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ ) — 31,40 об. %, соотношение  $\text{H}_2/\text{CO}$  — 0,496,

а соотношение  $\text{H}_2\text{O}/\text{CO}_2$  в рабочем теле ГТУ — 0,575, что в 1,5 раза выше, чем в ПГУ-ВЦГ *Puertollano*.

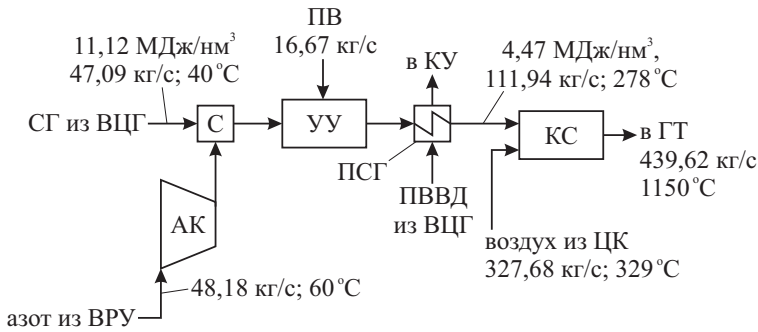


Рис. 2.19. Схема кондиционирования ТВС в ПГУ-ВЦГ *Buggenum* (обозначения см. на рис. 2.18, с. 98)

В состав ПГУ-ВЦГ *Nakoso* (Япония) входит воздушный двухступенчатый газификатор типа *MHI* с обогащенным кислородом дутьем газифицирующего агента в первую ступень. Низшая теплота сгорания синтез-газа из низкосернистого каменного угля (с теплотой сгорания 27,85 МДж/нм³) после очистки и охлаждения составила 5,24 МДж/нм³. Полученный газ перед сжиганием в ГТУ с сухой камерой сгорания дополнительной коррекции не подвергается, а лишь подогревается до 250 °C. Доля горючих компонентов в синтез-газе составляет 41,70 об. %, доля водородсодержащих компонентов ( $\text{H}_2 + \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ ) — 11,20 об. %, соотношение  $\text{H}_2/\text{CO}$  — 0,344, а соотношение  $\text{H}_2\text{O}/\text{CO}_2$  в рабочем теле ГТУ — 0,454.

В состав ПГУ-ВЦГ *Kemper* (США) входит воздушный транспортный газификатор типа *TRIG*. Низшая теплота сгорания сырого синтез-газа, полученного в результате газификации окисленного бурого угля ( $W^r = 45,5\%$ , теплота сгорания 12,03 МДж/кг) составляет 4,41 МДж/нм³. В отличие от вышеописанных ПГУ-ВЦГ в данной схеме (см. рис. 2.20) организуется очистка горячего сырого синтез-газа (после высокотемпературного газоохладителя) от  $\text{CO}_2$  по технологии *pre-combustion CCS*. После удаления  $\text{CO}_2$  обогащенный водородом горячий влажный синтез-газ подается в систему холодной газоочистки *CGC*, где охлаждается до рабочей температуры и осушается. Для подогрева чистого и осушенного синтез-газа организуется система нагрева в подогревателях поверхностного типа синтез-газом, выходящим

из системы *CCS*. Доля горючих компонентов в топливном синтез-газе составляет 36,5 об. %, доля водородсодержащих компонентов ( $H_2 + CH_4 + H_2O$ ) — 34,52 об. %, соотношение  $H_2/CO$  — 15,8, теплота сгорания — 4,71 МДж/нм<sup>3</sup>.

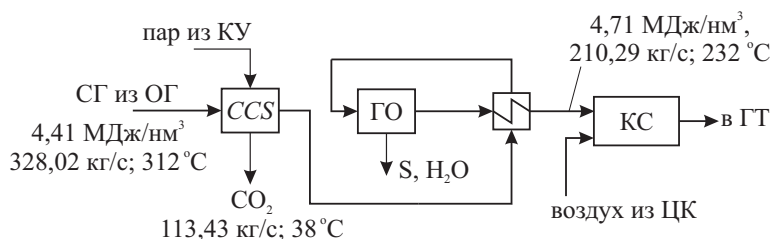


Рис. 2.20. Схема кондиционирования ТВС в ПГУ-ВЦГ *Kemper*.

*CCS* — система удаления  $CO_2$  по технологии *pre-combustion CCS*  
(остальные обозначения см. на рис. 2.18, с. 98)

### Схемы подготовки ТВС к сжиганию среднекалорийного газа

В ПГУ-ВЦГ *Tampa Polk* (США) входит кислородный газификатор типа *Texasco* и ГТУ типа *GE 7FA* с двенадцатью камерами сгорания трубчато-кольцевого типа. Низшая теплота сгорания синтез-газа, полученного в результате кислородной газификации ВУС сернистого каменного угля (месторождение — *Dotiki Mine*, теплота сгорания 26,05 МДж/кг), после очистки и охлаждения составляет 9,95 МДж/нм<sup>3</sup>. В ПГУ-ВЦГ *Tampa Polk* организуется разбавление не синтез-газа, а воздуха. Разбавление производится в специальном смесителе перед горелочными устройствами камеры сгорания ГТУ (рис. 2.21). Доля горючих компонентов ( $CO + H_2$ ) в топливном газе составляет 42,94 об. %, доля водородсодержащих компонентов ( $H_2 + CH_4 + H_2O$ ) — 22,45 об. %, соотношение  $H_2/CO$  — 0,819, а соотношение  $H_2O/CO_2$  в рабочем теле ГТУ — 0,460.

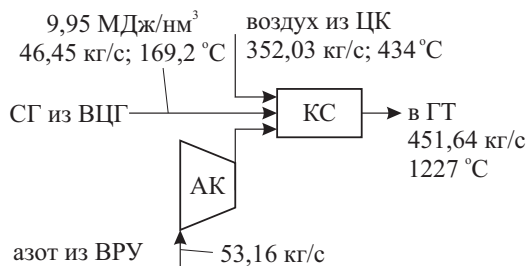


Рис. 2.21. Схема кондиционирования ТВС в ПГУ-ВЦГ *Tampa Polk*  
(обозначения см. на рис. 2.18, с. 98)

В состав ПГУ-ВЦГ *Wabash River* (США) входит кислородный двух-ступенчатый газификатор типа *E-Gas*. Низшая теплота сгорания сырого синтез-газа, полученного в результате газификации ВУС высоко-сернистого нефтекокса (теплота сгорания 26,05 МДж/кг), составляет 10,13 МДж/нм<sup>3</sup>. Разбавление синтез-газа осуществляется питательной водой (рис. 2.22). Разбавление окислителя производится впрыском пара в камеру сгорания влажного типа. Питательная вода на разбавление синтез-газа отбирается из охладителя неочищенного сырого синтез-газа, выходящего из газификатора. Массовая пропорция сырого синтез-газа и питательной воды в топливном газе — 79,39:20,61. Доля горючих компонентов в топливном газе составляет 50,21 об. %, доля водородсодержащих компонентов ( $H_2 + CH_4 + H_2O$ ) — 64,39 об. %, соотношение  $H_2/CO$  — 0,918, а соотношение  $H_2O/CO_2$  в рабочем теле ГТУ — 0,665.

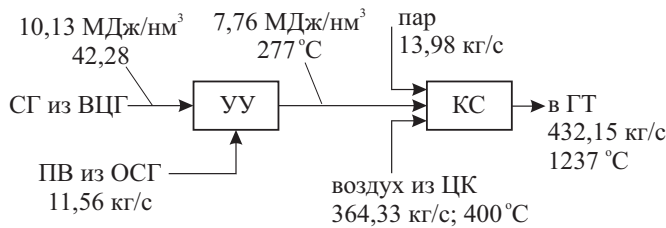


Рис. 2.22. Схема кондиционирования ТВС в ПГУ-ВЦГ *Wabash River* (обозначения см. на рис. 2.18, с. 98)

### Количественные показатели разбавления газа и окислителя при подготовке ТВС

Количественные показатели впрыска в компоненты рабочего тела ГТУ инертных разбавителей, осуществляемого в рассмотренных и некоторых других ПГУ-ВЦГ, приведены в табл. 2.8. Здесь же для сравнения представлены аналогичные показатели при работе ГТУ на природном газе.

Из приведенных в табл. 2.8 данных следует, что:

- 1) доля пара и воды по отношению к топливному газу составляет:

$$\frac{G_{\text{пар}} + G_{\text{вода}}}{G_{\text{ТГ}}} = \begin{cases} 0,02 \dots 0,15 & \text{— при подаче до КС} \\ 0,38 & \text{— при подаче до КС и в КС} \end{cases}$$

2) общее увлажнение циклового воздуха находится в пределах:

$$\frac{G_{\text{пар}} + G_{\text{вода}}}{G_{\text{цв}}} = 0,002 \dots 0,07 - \text{при подаче до КС};$$

3) степень рециркуляции по питательной воде:

$$r' = \frac{G_{\text{пар}} + G_{\text{вода}}}{G_{\text{пит.вода}}} = \begin{cases} 0,01 \dots 0,08 - \text{при подаче до КС}; \\ 0,18 - \text{при подаче до КС и в КС}; \end{cases}$$

4) доля подведенного азота по отношению к топливному газу:

$$\frac{G_{\text{азот}}}{G_{\text{ТГ}}} = \begin{cases} 0,49 \dots 0,52 - \text{при подаче до КС}; \\ 0,53 - \text{при подаче в КС}; \end{cases}$$

5) доля подведенного азота по отношению к цикловому воздуху:

$$\frac{G_{\text{азот}}}{G_{\text{цв}}} = \begin{cases} 0,16 \dots 0,17 - \text{при подаче до КС}; \\ 0,15 - \text{при подаче в КС}. \end{cases}$$

Аналогичные характеристики при работе ГТУ с влажной камерой сгорания на природном газе составляют:

$$\frac{G_{\text{пар}} + G_{\text{вода}}}{G_{\text{ПГ}}} = 0,48; \quad \frac{G_{\text{пар}} + G_{\text{вода}}}{G_{\text{цв}}} = 0,01; \quad \frac{G_{\text{азот}}}{G_{\text{ТГ}}} = \frac{G_{\text{азот}}}{G_{\text{цв}}} = 0.$$

Общее насыщение топливного газа паром, водой и азотом для кислородной ПГУ-ВЦГ составляет:

- 55...65 % — по отношению к топливному газу;
- 15...22 % — по отношению к цикловому воздуху.

Общее насыщение топливного синтез-газа паром и водой для воздушной ПГУ-ВЦГ составляет:

- 4 % — по отношению к топливному газу;
- 7 % — по отношению к цикловому воздуху.

Общее насыщение топливного газа паром и водой для ПГУ на природном газе составляет:

- 48 % — по отношению к топливному газу;
- 1 % — по отношению к цикловому воздуху.

Как видно, доли введенной влаги в рабочее тело газовой турбины по отношению к цикловому воздуху при работе ГТУ на синтез-газе и природном газе близки между собой, тогда как общая степень увлажнения топливного газа при работе на синтез-газе на порядок ниже, чем на природном.



Таблица 2.8

Впрыск воды, пара и азота в верхний цикл ПГУ-ВЦГ

| №  | ПГУ               | G <sub>вода</sub> , кг/с |         | G <sub>пар</sub> , кг/с |         | G <sub>пар</sub> + G <sub>вода</sub><br>G <sub>пар</sub> + G <sub>вода</sub> |         | G <sub>пар</sub> + G <sub>вода</sub><br>G <sub>ГТ</sub> |         | G <sub>пар</sub> + G <sub>вода</sub><br>G <sub>ГТ</sub> |         | G <sub>азот</sub><br>G <sub>ИВ</sub> |         | G <sub>пар</sub> + G <sub>вода</sub><br>G <sub>ИВ</sub> |         |
|----|-------------------|--------------------------|---------|-------------------------|---------|--|---------|---|---------|---|---------|--------------------------------------|---------|---|---------|
|    |                   | ДО<br>КС                 | В<br>КС | ДО<br>КС                | В<br>КС | ДО<br>КС   | В<br>КС | ДО<br>КС  | В<br>КС | ДО<br>КС  | В<br>КС | ДО<br>КС                             | В<br>КС | ДО<br>КС  | В<br>КС |
| 1  | Puertollano       | 3,49                     | 0       | 0                       | 0       | 0  | 0       | 0,03  | 0,01    | 60,96   | 0       | 0,52                                 | 0,16    |   | 0,16    |
| 2  | Buggenum          | 16,67                    | 0       | 0                       | 0       | 0  | 0       | 0,15  | 0,05    | 55,79   | 0       | 0,49                                 | 0,17    |   | 0,22    |
| 3  | Nakoso            | 0                        | 0       | 0                       | 0       | 0  | 0       | 0   | 0       | 0   | 0       | 0                                    | 0       |   | 0       |
| 4  | Kemper            | 1,87 <sup>1</sup>        | 0       | 5,78 <sup>2</sup>       | 0       | 0,76   | н.д.    | 0,06  | 0,06    | 0   | 0       | 0                                    | 0       |   | 0,02    |
| 5  | Tampa Polk        | 2,25 <sup>3</sup>        | 0       | 0                       | 0       | 0  | 0,01    | 0,02  | 0,01    | 0   | 53,16   | 0,53                                 | 0,15    |   | 0,15    |
| 6  | Wabash River      | 11,56                    | 0       | 0                       | 13,98   | 0,55   | 0,18    | 0,38  | 0,07    | 0   | 0       | 0                                    | 0       |   | 0,07    |
| 7  | Проект УрФУ Р1.1  | 0                        | 0       | 0                       | 0       | 0  | 0       | 0   | 0       | 0   | 0       | 0                                    | 0       |   | 0       |
| 8  | Проект УрФУ Р1.2  | 0                        | 0       | 2,2 <sup>4</sup>        | 0       | 1  | 0,01    | 0,02  | 0,004   | 0   | 0       | 0                                    | 0       |   | 0,004   |
| 9  | Проект УрФУ Р1.3  | 0                        | 0       | 1,3 <sup>4</sup>        | 0       | 1  | 0,01    | 0,02  | 0,002   | 0   | 0       | 0                                    | 0       |   | 0,002   |
| 10 | ПГУ-ПГ с LM2500PE | 0                        | 0       | 3,8                     | 2,5     | 1  | н.д.    | 0,48  | 0,01    | 0   | 0       | 0                                    | 0       |   | 0,01    |
| 11 | ГТД-110           | н.д.                     | н.д.    | н.д.                    | н.д.    | н.д.   | 0,04    | н.д.  | н.д.    | 0   | 0       | 0                                    | 0       |   | 0       |

<sup>1</sup> Подача воды в газификатор.  
<sup>2</sup> Подача пара на shift-процесс.  
<sup>3</sup> Газификатор с ВУС.  
<sup>4</sup> Подача пара в газификатор.

## 2.4. Температурный режим

### 2.4.1. Температура газа и воздуха перед сжиганием

*Температура топливных газов* перед сжиганием в освоенных ПГУ-ВЦГ и ПГУ на промышленных газах поддерживается на одном из двух уровней:

- 1) *на низкотемпературном уровне* (менее 100...200 °С, как при работе на природном газе) — при умеренном подогреве синтез-газа после холодной газоочистки *CGC*;
- 2) *на среднетемпературном уровне* (230...540 °С) — при более глубоком подогреве синтез-газа после холодной газоочистки *CGC*, либо при использовании теплой газоочистки *WGC*, либо после дожимного компрессора для готовых промышленных газов.

В разработке находится перспективный третий (*высокотемпературный*) уровень для работы в составе ПГУ-ВЦГ. Температура топливного газа в нем определяется температурным уровнем горячей газоочистки *HGC*. Так, в ПГУ с воздушным газификатором КСД температура топливного газа перед сжиганием составляет 700 °С, а сжигание организуется в обедненных кислородом (12...18 об. %) выхлопных газах. Максимально достижимая температура подогрева топливного газа ограничивается температурой термического разложения его компонентов и для большинства синтез-газов не лимитируется вследствие отсутствия в их составе углеводородов.

*Воздух*, поступающий в камеру сгорания ГТУ на действующих ПГУ-ВЦГ, обычно имеет температуру, определяемую степенью его сжатия в цикловом компрессоре (в современных ГТУ 380...540 °С). В отдельных случаях (гибридные технологии на базе котлов с циркулирующим КСД и *topping*-циклом, а также технологии *HIPPS*) воздух может перегреваться до более высокой температуры (700...1000 °С).

Анализ комбинаций температурных уровней топливного газа и циклового воздуха позволяет выделить четыре термических режима их подготовки перед подачей в камеру сгорания ГТУ (рис. 2.23).

Режим № 1 — подача в камеру сгорания *низкотемпературного* (40...200 °С) *топливного газа* и *среднетемпературного* (380...420 °С) *циклового воздуха*. Такую технологию, используемую при работе на при-

родном газе, применяют при сжигании индивидуальных искусственных газов с теплотой сгорания  $7,0...10,6$  МДж/нм<sup>3</sup> и содержанием  $H_2 \approx 24,8...44,5$  об. %, а также топливных газов, содержащих в своем составе углеводороды. Увеличение температуры подогрева таких топливных газов с повышенным содержанием водорода опасно по соображениям взрывобезопасности, а при наличии углеводородов возможна их термическая диссоциация и выпадение сажи в топливopроводе.

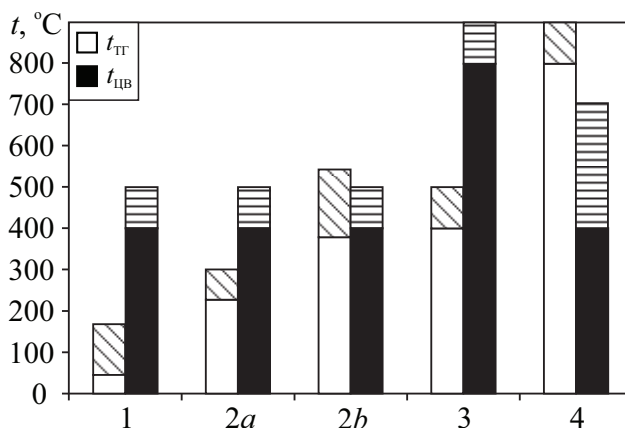


Рис. 2.23. Термические режимы подготовки компонентов ТВС к сжиганию в ГТУ

Режим № 2 — подача в камеру сгорания *среднетемпературного топливного газа* ( $230...540$  °C) и *среднетемпературного циклового* ( $380...420$  °C) *воздуха*. Этот режим в настоящее время является основным при сжигании как унифицированных низкокалорийных, так и неунифицированных топливных газов в освоенных ПГУ-ВЦГ и ПГУ на промышленных газах. Режим № 2 можно разделить на два характерных подрежима: 2a и 2b.

Подрежим № 2a — сжигание *подогретого до  $230...300$  °C топливного газа* в воздухе после циклового компрессора. Этот режим освоен в большинстве ПГУ-ВЦГ как с кислородной, так и воздушной газификацией с холодной газоочисткой СГС. Подогрев топливного газа организуется в теплообменниках питательной водой высокого давления из КУ или в регенеративном охладителе неочищенным синтез-газом, либо другими способами.

Подрезим № 2b — сжигание *подогретого до 370...540 °С топливного газа* в воздухе после циклового компрессора. Режим № 2b реализуется в ПГУ-ВЦГ со среднетемпературной газоочисткой *WGC* без дополнительного подогрева топливного газа как кислородной, так и воздушной газификации.

Режим № 3 — подача в камеру сгорания *среднетемпературного (500 °С) топливного газа и высокотемпературного (700...900 °С) воздуха* предусматривает сжигание обедненных энергетических газов (2,4...3,4 МДж/нм<sup>3</sup>) — воздушного (без коррекции) или доменного (без обогащения) типа при наличии системы теплой газоочистки *WGC* или дожимного компрессора. Опыт высокотемпературного нагрева воздуха известен в металлургии, но не освоен в промышленных ПГУ-ВЦГ. Использование в схеме гибридной ПГУ-ВЦГ автономного воздушонагревателя позволит, при имеющихся ограничениях в области газогенерирующего оборудования, получить почти в два раза большую единичную мощность энергоустановки без ухудшения ее экономических и экологических показателей.

Режим № 4 — подача в камеру сгорания *высокотемпературного топливного газа и обедненного циклового воздуха*. Необходимость сжигания высокотемпературного топливного газа возникает при применении горячей газоочистки *HGC* (после газификатора КСД либо после поточного газификатора), разработкой которой занимаются в ряде компаний по всему миру. Применение горячей газоочистки *HGC* позволит отказаться от газоохладителя в технологической схеме ПГУ-ВЦГ и передать всю физическую теплоту сырого синтез-газа в ГТУ.

#### 2.4.2. Режимы сжигания

На рис. 2.24 выделено несколько наиболее характерных режимов сжигания искусственных газов, термический режим подготовки которых связан с их теплотой сгорания  $Q_i^r$  и двумя уровнями температур — при  $\alpha = 1$  и при  $\alpha = 3$  (рабочий избыток окислителя в камере сгорания ГТУ).

*Режим А — сжигание низкотемпературного (40...200 °С) топливного газа в цикловом воздухе.* Сжигание стандартного газотурбинного топлива (природный газ  $Q_i^r = 36$  МДж/нм<sup>3</sup>,  $Q_{\text{экв}} = 0,9$  МДж/нм<sup>3</sup> ТВС) по такой схеме в диапазоне  $\alpha = 1...3$  обеспечивает экологичные режимы работы современных ГТУ класса 1300...1400 °С (область А0 на рис. 2.24).

По аналогичной схеме организуется сжигание индивидуальных искусственных газов ( $Q_i^r = 7,0 \dots 10,6$  МДж/нм<sup>3</sup>,  $Q_{\text{экв}} = 0,9 \dots 1,1$  МДж/нм<sup>3</sup> — область А1) в ГТУ класса 1100...1400 °С.

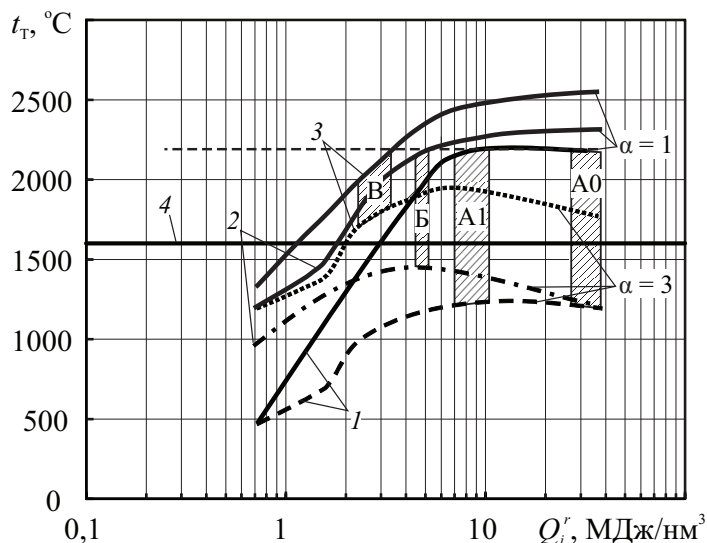


Рис. 2.24. Термические режимы подготовки искусственных топливных газов к сжиганию в камере сгорания ГТУ:

- 1 — сжигание низкотемпературного газа в цикловом (400 °С) воздухе;  
 2 — сжигание среднетемпературного (500 °С) газа в цикловом (400 °С) воздухе;  
 3 — сжигание среднетемпературного (500 °С) газа в высоконагретом (1000 °С) воздухе; 4 — температура начала интенсивного образования  $\text{NO}_x$

*Режим Б* — сжигание среднетемпературного топливного газа в цикловом воздухе. Применяется при работе ГТУ на низкокалорийных унифицированных искусственных газах ( $Q_i^r = 4,5 \dots 5,2$  МДж/нм<sup>3</sup>,  $Q_{\text{экв}} = 0,89 \dots 1,73$  МДж/нм<sup>3</sup>). При таком нагреве низкокалорийного топливного газа (до 500 °С) температура горения в камере сгорания становится достаточной для работы современных ГТУ класса 1300...1400 °С (рис. 2.24, поз. 2). Этот способ в настоящее время является основным при сжигании искусственных газов в ГТУ класса 1100...1400 °С. Применяется при сжигании унифицированных синтез-газов кислородной и воздушной газификации твердого топлива, а также промышленных газов (область Б на рис. 2.24). Оснащение ПГУ-ВЦГ системой горячей газоочистки *HGC* будет смещать область применения технологии

сжигания унифицированных синтез-газов в сторону более низкокалорийных газов в область В.

*Режим В — сжигание среднетемпературного топливного газа в высоконагретом цикловом воздухе.* Применяется при работе ГТУ на предельно бедном искусственном газе ( $Q_i^r = 2,4...3,4$  МДж/нм<sup>3</sup>,  $Q_{\text{экв}} = 0,69$  МДж/нм<sup>3</sup>). Применение высокотемпературного нагрева воздуха и горячей газоочистки *HGC* синтез-газа (рис. 2.24, поз. 3) позволит получить значительное увеличение температуры горения низкокалорийных искусственных газов при рабочем избытке воздуха ( $\alpha = 3$ ). Высокотемпературный нагрев воздуха является наиболее приоритетным способом обеспечения стабильного режима горения низкокалорийных искусственных газов в современных высокотемпературных ГТУ. Данная технология позволяет рассматривать возможность работы ГТУ класса 1700 °С на низкокалорийных унифицированных синтез-газах.

## 2.5. Особенности работы ГТУ при переходе на искусственный газ

При работе ГТУ на искусственном газе большое влияние на стабильность ее работы могут оказывать колебания состава и теплоты сгорания газотурбинного топлива. Постоянство расхода и теплотехнических характеристик искусственного газа определяется технологией его производства.

Расход и теплотехнические характеристики *промышленных газов* определяются основным технологическим процессом и коррекции не подлежат.

Относительная равномерность и стабильность расхода и теплотехнических характеристик *синтез-газов* зависят от режима взаимодействия энергетической и технологической частей ПГУ-ВЦГ и в определенных пределах доступны регулированию (см. раздел 1.3).

### 2.5.1. Нестабильность горения

Нестабильность состава и теплоты сгорания  $Q_i^r$  искусственных газов, определяющих модифицированный индекс Воббе *MWI*, влияет на перепад давления в горелочных устройствах. Повышение теплоты

сгорания  $Q_i^r$  искусственного газа сопровождается ростом температуры и давления продуктов сгорания в камере сгорания ГТУ, что приводит к частичному заклиниванию топливной форсунки и снижению расхода искусственного топливного газа (рис. 2.25).

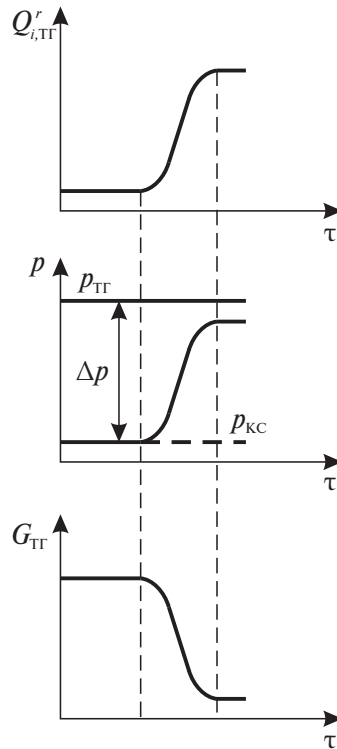


Рис. 2.25. Динамические явления в камере сгорания ГТУ

при изменении теплоты сгорания искусственного топливного газа:

$\Delta p$  — перепад давления на топливной форсунке;  $p_{ГТ}$  — давление топливного газа;  $p_{КС}$  — давление в камере сгорания;  $G_{ГТ}$  — расход топливного газа;  $Q_{i,ГТ}^r$  — низшая теплота сгорания газа

Снижение расхода топливного газа приводит к падению давления и самопроизвольному росту расхода топлива в камере сгорания, увеличению перепада давления на форсунке. Противоположную реакцию будет вызывать снижение теплоты сгорания. Таким образом, колебания состава и теплоты сгорания газа будут выполнять функцию положительной обратной связи и формировать автоколебания давления продуктов сгорания в камере сгорания. Сильные колеба-

ния давления могут приводить к нарушению стабильного горения, наносить повреждения элементам конструкции камеры сгорания, системы топливоподготовки и газовой турбины вплоть до разрушения.

Колебания, связанные с нестабильностью состава искусственного топливного газа, дополняют акустические возмущения иной природы и нуждаются в демпфировании.

Для обеспечения устойчивого горения искусственного газа без значительных пульсаций давления внутри камеры сгорания ГТУ компаний *Mitsubishi Heavy Industries* (МНН) устанавливается пояс акустических поглотителей внутри жаровой трубы, демпфирующих высокочастотные (500...5000 Гц) колебания.

Демпфер представляет собой систему мелкочаистых полостей. В них акустическая энергия диссипирует в тепловую и аккумулируется в теле демпфера. Отвод теплоты производится через наружную стенку жаровой трубы с потоком охлаждающего пара или воздуха.

Для предотвращения низкочастотной раскачки акустического поля установлен низкочастотный демпфер, гасящий колебания в диапазоне 0...500 Гц.

### **2.5.2. Изменение баланса воздуха на горение и на охлаждение**

При *воздушном охлаждении* поток сжатого воздуха  $G_{B2}$ , подаваемый в газовую турбину из компрессора, делится на три основные части:

- 1) на горение при  $\alpha = 1$ ;
- 2) на разбавление продуктов сгорания на выходе из камеры сгорания для обеспечения допустимой температуры на входе в газовую турбину;
- 3) на охлаждение деталей проточной части газовой турбины.

Переход со стандартного на низкокалорийный топливный газ приводит к уменьшению расхода воздуха, подаваемого на горение. При этом в общем массовом балансе уменьшается доля воздуха, который может быть использован для охлаждения деталей газовой турбины и разбавления продуктов сгорания (рис. 2.26). Недостаток воздуха для охлаждения компенсируют либо заменой воздушного охлаждения на паровое, либо созданием дополнительного закрытого контура охлаждающего воздуха.



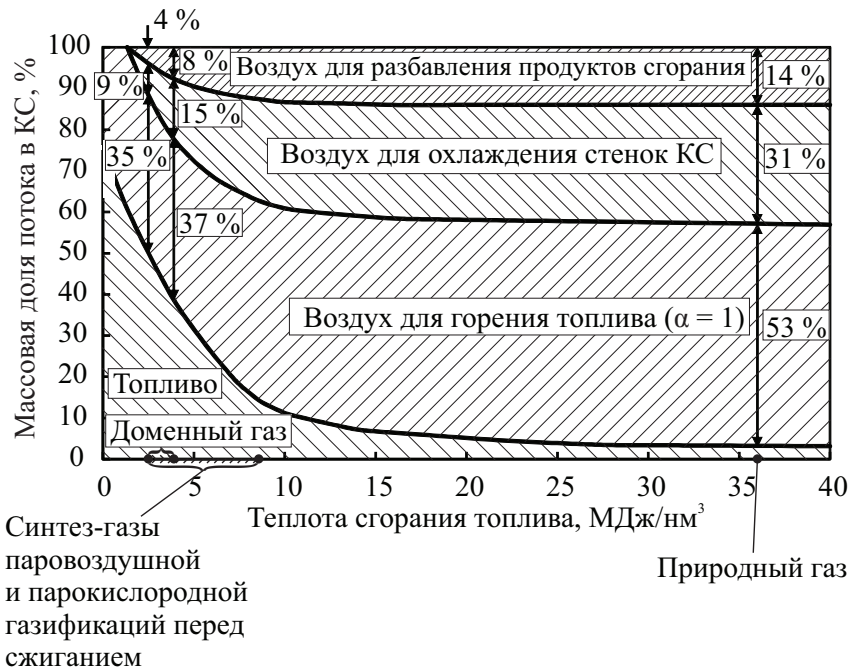


Рис. 2.26. Примерная зависимость распределения массовых потоков топливного газа и воздуха от теплоты сгорания газа в ГТУ класса 1300 °C

### 2.5.3. Работа при переменных режимах

Проблемы регулирования коэффициента избытка воздуха в камере сгорания при переменных нагрузках решаются традиционными методами. Например, в ГТУ производства *MHI* при работе на низкокалорийном топливном газе для решения этой проблемы применяют перепускной (байпасный) клапан (БК), разработанный ранее фирмой *Westinghouse* для работы на стандартном топливе (рис. 2.27). Клапан размещен внутри корпуса камеры сгорания. Он отводит часть воздуха, подаваемого цикловым компрессором, помимо зоны горения, в зону смешения. При закрытом клапане весь воздух поступает в горелочное устройство камеры сгорания. При открытом клапане часть воздуха подается в зону смешения, расположенную за зоной горения. Такая схема позволяет поддерживать коэффициент избытка воздуха в зоне горения практически на постоянном уровне.

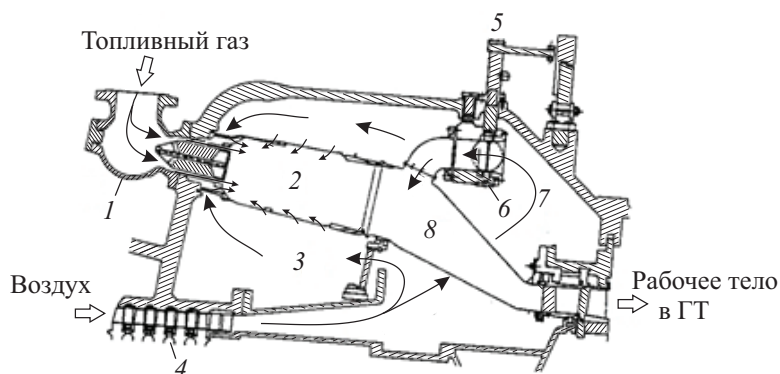


Рис. 2.27. Схема камеры сгорания с байпасным клапаном ГТУ производства МНП:

1 — сферическое колено; 2 — жаровая труба (зона горения); 3 — воздух на горение; 4 — компрессор; 5 — регулятор; 6 — байпасный клапан; 7 — байпасируемый воздух; 8 — переходная часть камеры сгорания (зона смешения)

Алгоритмы работы байпасного клапана и входного направляющего аппарата в зависимости от нагрузки ГТУ и состава топливного газа представлены на рис. 2.28.

В режимах частичной нагрузки байпасный клапан поддерживает эффективность горения низкокалорийного газа на высоком уровне (рис. 2.29).

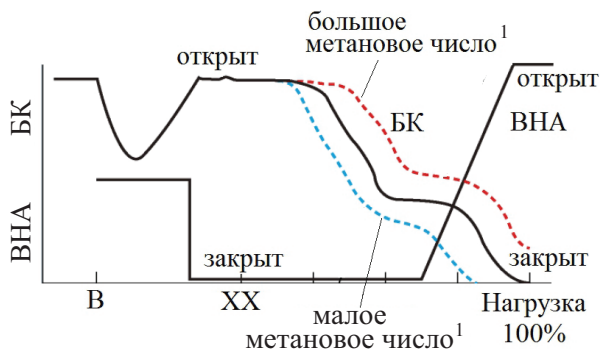


Рис. 2.28. Режимы работы байпасного клапана:

ВНА — входной направляющий аппарат; В — воспламенение топливного газа; XX — холостой ход

<sup>1</sup> Метановое число — показатель, характеризующий детонационную стойкость газообразного топлива (способность топлива противостоять самовоспламенению при сжатии).

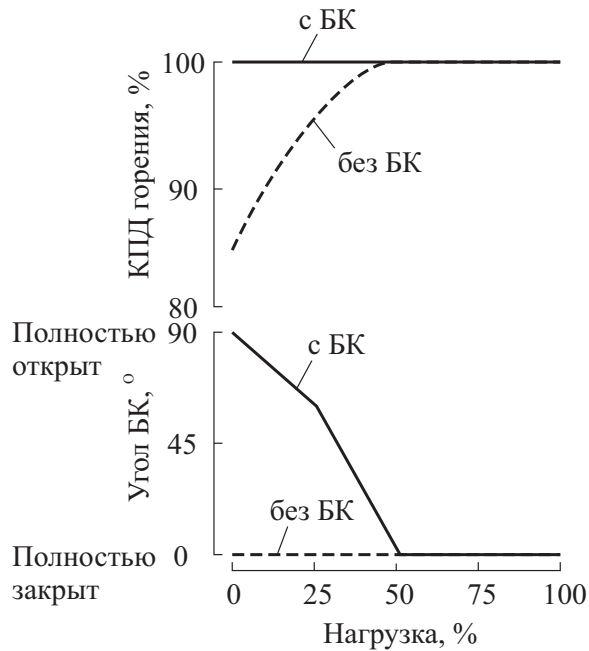


Рис. 2.29. Повышение эффективности горения низкокалорийного газа с использованием байпасного клапана по данным *МНП*

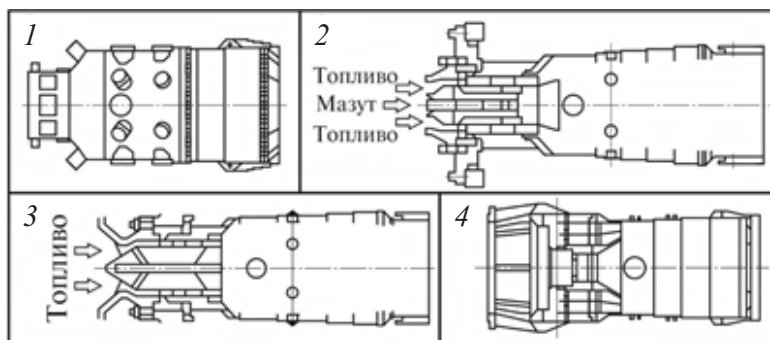
## 2.6. Модернизация ГТУ при переводе с природного газа на искусственный

### 2.6.1. Серийные ГТУ для сжигания искусственного газа

Несмотря на то, что в передовых моделях ГТУ на природном газе используют камеры сгорания с предварительным смешением (технология *Dry-low NO<sub>x</sub>*), при сжигании искусственных (синтез- и промышленных) газов в основном используют диффузионные камеры сгорания (рис. 2.30).

Характеристики серийных ГТУ, модернизированных для работы на искусственных газах, приведены в табл. 2.9.

Для сравнения в табл. 2.10 представлены характеристики последних моделей ГТУ основных производителей (*General Electric*, *Siemens*, *Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPs)*, *Alstom*), занимающих 85 % рынка газотурбинных технологий в мире.

Рис. 2.30. Камеры сгорания *MHI* для искусственных газов:

1 — диффузионная камера сгорания (тип 1); 2 — диффузионная камера сгорания (тип 2'); 3 — диффузионная камера сгорания (тип 2); 4 — камера сгорания с предварительным смешением топлива и воздуха

Таблица 2.9

Характеристики серийных ГТУ, модернизированных для работы на искусственных газах

| Производитель     | <i>Siemens</i>   | <i>GE</i>   | <i>Alstom</i>  | <i>MHI</i>   |
|-------------------|--|---|--|--|
| Модель ГТУ        | <i>SGT5–2000E (LC)</i>   | <i>9F syngas</i>  | <i>GT13E2 2012</i>   | <i>M701S (F)</i>   |
| Технология        | Диффузионное сжигание с ограниченным предварительным смешиванием (гибридные горелки) | <i>MNQC — Multi nozzle quiet combustion</i> — диффузионное сжигание | Кольцевая камера сгорания — модифицированная конструкция <i>EV</i> камеры — частично с предварительным смешиванием | Трубчато-кольцевая камера сгорания с байпасным клапаном и диффузионным сжиганием |
| Топливо           | Синтез-газ — низкокалорийные газы  | Синтез-газ (до 95 % $H_2$ ) — низкокалорийные газы                  | Синтез-газ (до 50 % $H_2$ ) — низкокалорийные газы   | Низкокалорийный коксодоменный газ  |
| Степень сжатия    | 12:1   | 17:1  | н. д.  | н. д.  |
| Мощность ГТУ, МВт | 172  | 290   | 202  | 183  |

Окончание табл. 2.9

| Производи-<br>тель                               | <i>Siemens</i> | <i>GE</i> | <i>Alstom</i> | <i>MHI</i> |
|--|----------------|-----------|---------------|------------|
| КПД ГТУ, %                                       | 35,3           | 40        | 38            | н. д.      |
| NO <sub>x</sub> (15 % @<br>O <sub>2</sub> ), ppm | ≤ 25           | 25        | 22            | н. д.      |

Несмотря на активное проведение научно-технологических исследований по сжиганию искусственных газов в камере сгорания с предварительным смешением, промышленные модели ГТУ для работы на низкокалорийных газах с камерами сгорания такого типа до сих пор не появились. Поэтому принципиальным отличием ГТУ на искусственных газах (табл. 2.9) от ГТУ на природном газе (табл. 2.10) является применение диффузионного режима горения без предварительного смешивания. Применение диффузионного режима позволяет избежать большинства проблем, имеющих при кинетическом горении (проскок и срыв пламени, динамическая нестабильность, самовоспламенение).

Таблица 2.10

Характеристики моделей ГТУ на природном газе  
по состоянию на 2014 г.

| Производитель          | <i>Siemens</i>  | <i>GE</i>  | <i>Alstom</i>   | <i>MHPS</i>  |
|------------------------|---|--|---|--|
| Модель ГТУ             | <i>SGT5–8000H</i>   | <i>9HA.02</i>  | <i>GT26</i>   | <i>M701J</i>   |
| Технология             | <i>Advanced ULN</i> <sup>1</sup>  | <i>DLN 2.6 + AFS</i> <sup>2</sup>  | <i>EV and SEV</i> <sup>3</sup>  | <i>ULN</i> <sup>4</sup>  |
| Тип камеры<br>сгорания | <i>Can-annular premixed</i><br>Трубчато-кольцевая с предварительным смешиванием | <i>Axial fuel staged can-annular system premixed</i><br>Трубчато-кольцевая с предварительным смешиванием. Осевая ступенчатая подача топлива. | <i>Staged annular premixed</i><br>Кольцевая с предварительным смешиванием | <i>Can-annular, hybrid diffusion and premixed</i><br>Трубчато-кольцевая гибридная диффузионная и с предварительным смешиванием |

<sup>1</sup> *Advanced ULN* — *Advanced Ultra Lean* NO<sub>x</sub> — улучшенная технология сверхнизких выбросов NOX.

<sup>2</sup> *DLN 2.6 + AFS* — *Dry Low* NO<sub>x</sub> + *Axial fuel staged* — технология с низкими выбросами NOX с аксиальной подачей топлива.

<sup>3</sup> *EV and SEV* — *Environmental burner and sequential EnVironmental burner* — технология экологически чистого сжигания.

<sup>4</sup> *ULN* — *Ultra Lean* NO<sub>x</sub> — технология сверхнизких выбросов NOX.

Окончание табл. 2.10

| Производитель                          | <i>Siemens</i>                             | <i>GE</i>  | <i>Alstom</i>                                | <i>MHPS</i>   |
|--|--|--|--|---------------|
| Топливо                                | Природный газ/легкие сорта жидкого топлива | Природный газ/нефтяной дистиллят (с впрыском воды) | Природный газ/жидкое топливо                 | Природный газ |
| Допустимые отклонения качества топлива | н. д.                                      | $\pm 5\% \text{ MWI}$<br>$10\% \text{ H}_2$        | $\pm 10\% \text{ MWI}$<br>$10\% \text{ H}_2$ | н. д.         |
| Степень сжатия воздуха                 | 19,2:1                                     | 21:1   | 32:1   | 23:1          |
| Температура газов на входе в ГТ, °С    | н. д.                                      | н. д.  | н. д.  | 1600          |
| Система охлаждения                     | Воздушная                                  | Воздушная  | Воздушная                                    | Паровая       |
| Мощность ГТУ/ПГУ, МВт                  | 375/570                                    | 470/701  | 281/467                                      | 470/680       |
| Скорость нагрудения, МВт/мин           | 35   | 70   | 23   | 58            |
| КПД (ГТУ/ПГУ), %                       | 40/60,75                                   | 41/61,8  | 41/59,5                                      | 41/61,7       |
| $\text{NO}_x$ (15% $\text{O}_2$ ), ppm | $\leq 25$                                  | $\leq 5$   | $\leq 25$                                    | $\leq 25$     |

### 2.6.2. Модернизация стандартной ГТУ при переводе на искусственный газ

Объем необходимой модернизации стандартной ГТУ в существенной степени зависит от теплоты сгорания топлива (табл. 2.11).

При переводе стандартной ГТУ на искусственный газ со средней теплотой сгорания (неразбавленные и слабозабавленные синтез-газы кислородной газификации и некоторые другие — см. табл. 2.8) объем модернизации может быть незначительным.

При переводе стандартной ГТУ на низкокалорийный газ модернизации подвергаются топливная система, камера сгорания и воздушный компрессор. При этом конструкция газовой турбины во всех случаях остается неизменной.

### Перестройка работы воздушного компрессора

При переводе ГТУ с природного газа (рис. 2.31, *а*) на низкокалорийный искусственный газ расход рабочего тела на входе в газовую турбину поддерживают неизменным. Снижение теплоты сгорания топливного газа обуславливает увеличение его расхода и снижение расхода воздуха на горение. Расход воздуха в камеру сгорания сокращают, как правило, тремя способами, упомянутыми в разделе 1.3.5:

- 1) уменьшением производительности воздушного компрессора путем обрезки его лопаток до необходимой высоты. Такую схему применяют обычно для работы на готовых промышленных газах, невзирая на значительное снижение внутреннего относительного КПД компрессора (рис. 2.31, *б*);
- 2) отбором части воздуха после воздушного компрессора для его использования в других агрегатах. В интегрированных ПГУ-ВЦГ этот воздух после дожатия подается в газификатор для получения синтез-газа (рис. 2.31, *в*);
- 3) снижением производительности компрессора за счет прикрытия входного направляющего аппарата циклового компрессора, что применяется в ПГУ-ВЦГ с неинтегрированными энергетическим и технологическим частями.

Таблица 2.11

Объем модернизации ГТУ в зависимости от теплоты сгорания топливного газа по данным *МНИ*

| Элемент ГТУ          | Удельная теплота сгорания топлива                          |  |                                       |
|----------------------|--|--|---------------------------------------|
|                      | Стандартная<br>(природный газ)<br>35,6 МДж/нм <sup>3</sup> | Средняя<br>8...20 МДж/нм <sup>3</sup>        | Низкая<br>2,5...8 МДж/нм <sup>3</sup> |
|                      | Конструкция элемента ГТУ                                   |  |                                       |
| Воздушный компрессор | Стандартный  | Стандартный                                  | Модернизированный                     |
| Камера сгорания      | Стандартная  | Стандартная<br>(незначительная модернизация) | Модернизированная                     |
| Газовая турбина      | Стандартная  | Стандартная                                  | Стандартная                           |
| Топливная система    | Стандартная  | Стандартная<br>(незначительная модернизация) | Модернизированная                     |

Изменение массовых потоков в первых двух случаях приведено на рис. 2.31.

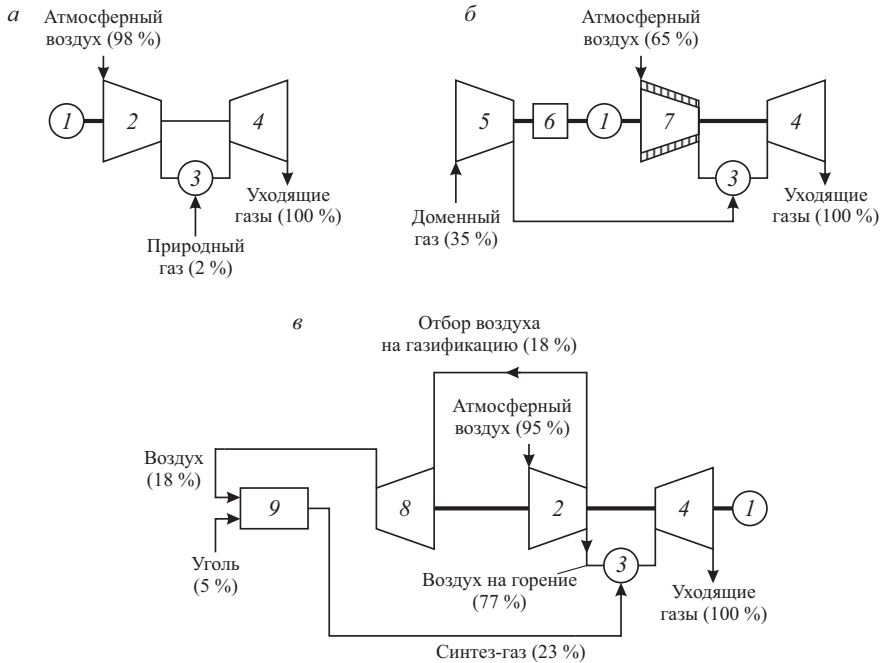


Рис. 2.31. Массовые потоки в стандартной ГТУ (а), в модернизированной ГТУ для работы на промышленных газах (б) и на синтез-газах (в) по данным МНГ:

- 1 — электрогенератор; 2 — воздушный компрессор; 3 — камера сгорания;  
 4 — газовая турбина; 5 — компрессор доменного газа; 6 — редуктор;  
 7 — модернизированный воздушный компрессор (с обрезанными лопатками);  
 8 — дожимной бустерный компрессор; 9 — газификатор

### Модернизация камеры сгорания и системы топливоподачи

Модернизация камеры сгорания ГТУ заключается в изменении размеров проходных сечений отверстий для подачи топливного газа и воздуха, а также изменении ее конфигурации.

Для сохранения расчетного гидравлического сопротивления топливопроводов при переводе на низкокалорийный газ требуется значительное увеличение диаметров трубопроводов, а следовательно, и общей металлоемкости. На практике выбирают оптимальное значение гидравлического сопротивления, не приводящее к чрезмерному росту стоимости трубопроводов и арматуры.



---

## Контрольные вопросы к главе 2

---

1. Как выглядит элементный состав исходного (твердого) и газотурбинного топлива ПГУ-ВЦГ?
2. Какие топливные газы применяются в ГТУ и как меняются их основные теплотехнические характеристики?
3. Что такое модифицированный индекс Воббе ( $MWT$ )?
4. Как зависит нормальная скорость распространения пламени от состава топливного газа и условий протекания процесса горения?
5. В чем заключаются особенности сжигания индивидуальных топливных газов в ГТУ?
6. В чем заключаются особенности сжигания унифицированных топливных газов в ГТУ?
7. Какие освоенные и перспективные термические режимы подготовки компонентов топливовоздушной смеси к сжиганию в ГТУ существуют?
8. Как в ГТУ зависит распределение массовых потоков топливного газа и воздуха от теплоты сгорания газотурбинного топлива?
9. Какие элементы ГТУ нуждаются в модернизации при переводе ее с природного газа на искусственный?

## Глава 3. Газовоздушный режим в ПГУ-ВЦГ

### 3.1. Принципы расчета аэродинамического режима ПГУ-ВЦГ

#### 3.1.1. Газовоздушный тракт ПГУ-ВЦГ

Газовоздушный тракт ПГУ-ВЦГ, по рабочему телу верхнего цикла, представляет собой огнетехнический агрегат с многоступенчатым вводом вдоль тракта компримированного воздуха в газификатор (предтопок), в камеру сгорания, в тракт газовой турбины (охлаждающий воздух), формирующим сложный термодинамический профиль температур и давлений (рис. 3.1).

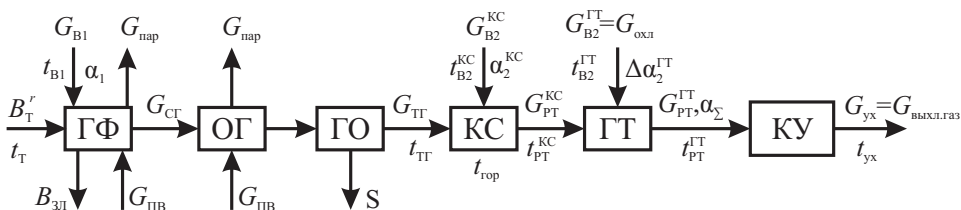


Рис. 3.1. Структурная расчетная схема ПГУ с воздушной ВЦГ

В газификаторе воздух с расходом  $G_{B1}$  взаимодействует с исходным твердым топливом с выходом сырого синтез-газа  $G_{CT}$  и шлака:

$$G_{B1} + B_T^r = G_{CT} + B_{3Л}. \quad (3.1)$$

Здесь  $B_{3Л}$  — выход зольного остатка, кг/с.

Сырой синтез-газ с расходом  $G_{\text{СТ}}$  подвергается охлаждению и очистке от пыли, вредных примесей (соединений топливного азота, серы, ртути и др.), а также от водяных паров (в случае холодной газоочистки СГС) и подается с расходом  $G_{\text{ТГ}}$  в камеру сгорания ГТУ, где сжигается в воздухе, поступающем из циклового компрессора с расходом  $G_{\text{В2}}^{\text{КС}}$ .

Основными техническими характеристиками газозвоздушного режима ПГУ-ВЦГ являются коэффициенты расхода (избытка) воздуха на конверсию (газификацию) исходного твердого топлива  $\alpha_1$ , на горение топливного синтез-газа  $\alpha_2$  в ГТУ и общий коэффициент избытка воздуха  $\alpha_{\Sigma}$  в ПГУ-ВЦГ.

### 3.1.2. Методы определения коэффициентов избытка (расхода) воздуха

Коэффициент избытка (расхода) воздуха  $\alpha$  показывает отношение расхода поступающего в установку воздуха  $G_{\text{В}}$  к расходу воздуха, *необходимому для полного сгорания* топлива в соответствии со стехиометрическими уравнениями  $G_{\text{В}}^0$ :

$$\alpha = \frac{G_{\text{В}}}{G_{\text{В}}^0} = \frac{G_{\text{В}}^0 \pm G_{\text{В}}^{\text{изб}}}{G_{\text{В}}^0} = 1 \pm \frac{G_{\text{В}}^{\text{изб}}}{G_{\text{В}}^0}. \quad (3.2)$$

Знак «+» перед избыточным воздухом  $G_{\text{В}}^{\text{изб}}$  ставится при расчете коэффициента избытка воздуха  $\alpha > 1$  в ГТУ, знак «-» — при расчете коэффициента расхода воздуха  $\alpha < 1$  в газификаторе.

Коэффициент избытка (расхода) воздуха может быть определен тремя способами:

- 1) по составу топлива;
- 2) по входным параметрам — данным расчетов и непосредственных измерений расходов воздуха и топлива, подаваемых на конверсию или сжигание (прямой метод);
- 3) по выходным параметрам — расчетному или фактическому газовому составу продуктов конверсии или сжигания (косвенный метод).

Рассмотрим каждый способ подробнее.

1. *Расчет по составу топлива* производится в случае неполного горения или газификации и завершается нахождением *стехиометрического* коэффициента расхода окислителя  $\alpha_{\text{СТ}}$ , определяющего теоретическое значение коэффициента  $\alpha$  при проведении *идеальной конверсии без выхода многоатомных газов и механического недожога*:

$$\alpha_{\text{СТ}} = \frac{L_{\text{T}}^{0'}}{L_{\text{T}}^0} = \frac{V_{\text{T}}^{0'}}{V_{\text{T}}^0}. \quad (3.3)$$

Расчетное значение стехиометрического расхода воздуха на конверсию  $L_{\text{T}}^{0'}$  или  $V_{\text{T}}^{0'}$  и на горение  $L_{\text{T}}^0$  или  $V_{\text{T}}^0$  определяют по элементному составу топлива (см. раздел 3.2) для нахождения предельных (наименьших) значений коэффициентов расхода.

2. *Прямой метод* является основным в конструкторском расчете, а также для анализа работы газоплотных агрегатов, не имеющих неконтролируемых присосов воздуха по тракту, типа котлов под наддувом (Трембовля В. И., 1991). К этой группе объектов относится и аэродинамический тракт ПГУ-ВЦГ, основная часть которого находится под давлением 2...4 МПа. Определение  $\alpha_{\text{расч}}$  по прямому методу ведется по формуле, вытекающей из исходного соотношения (3.2):

$$\alpha_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{В}}}{V_{\text{T}}^0 \cdot Q_{\text{T}}^r} = \frac{G_{\text{В}}}{L_{\text{T}}^0 \cdot B_{\text{T}}^r}. \quad (3.4)$$

Здесь:

$Q_{\text{В}}$  [м<sup>3</sup>/с],  $G_{\text{В}}$  [кг/с] — объемный и массовый расходы воздуха на горение/конверсию по данным расчетов или замеров;

$V_{\text{T}}^0$  [м<sup>3</sup> воздуха/м<sup>3</sup> топлива],  $L_{\text{T}}^0$  [кг воздуха/кг топлива] — найденные по составу теоретически необходимые расходы воздуха для стехиометрического сжигания 1 м<sup>3</sup> (1 кг) проектного топлива при заданных значениях ( $P$ ,  $T$ ) входных параметров;

$Q_{\text{T}}^r$  [м<sup>3</sup>/с],  $B_{\text{T}}^r$  [кг/с] — объемный (для газового) и массовый (для газового и твердого) расход проектного топлива.

3. *Косвенный метод* (газовый анализ) является основным для определения *фактического избытка* воздуха  $\alpha_{\text{факт}}$ . Для расчетов коэффициентов избытка (расхода) воздуха по косвенному методу предлагается ряд приближенных соотношений, учитывающих специфику состава топлива и воздушного режима ( $\alpha > 1$  или  $\alpha < 1$ ). Основные расчетные соотношения для определения  $\alpha_{\text{факт}}$  по выходным параметрам представлены в разделе 3.4.

Каждый из трех методов имеет свою зону применимости, точность вычислений в которой должна составлять в среднем допустимую величину  $\sigma = \pm 3,5 \%$ , определяемую требованиями к точности инженер-

ных расчетов или проводимых на работающем оборудовании измерений (Трембовля В. И., 1991).

В случае отсутствия неконтролируемых или неучитываемых потерь (механический недожег, присосы или оттоки) расчеты по прямому и косвенному методам совпадают. Однако косвенный метод обычно дает более высокие значения коэффициента избытка воздуха по сравнению с прямым, поскольку строится на материальном балансе-нетто фактически израсходованного количества топлива и окислителя, тогда как в прямом методе оперируют с подведенными потоками (брутто). Порядок проверки расчетов путем приведения коэффициентов избытка (расхода) воздуха по прямому и косвенному методам к общему результату изложен в разделе 3.4.2.

Техника применения перечисленных методов раскрывается на примере анализа конкретных данных по работе газификатора, ГТУ и ПГУ-ВЦГ в целом, изложенных в монографии под ред. А. Ф. Рыжкова [1].

### 3.1.3. Исходные данные для расчета аэродинамического режима в воздушной ПГУ-ВЦГ

Исходными данными служат:

- 1) данные по составу проектных углей (табл. 3.1);
- 2) данные по входным потокам топлива, воздуха и пара в газификатор (табл. 3.1);
- 3) данные по выходным параметрам за газификатором (составы синтез-газов см. в табл. 3.2);
- 4) параметры потоков воздуха и продуктов конверсии по газовому тракту энергетической части ПГУ-ВЦГ (табл. 3.3);
- 5) данные по выходным параметрам за камерой сгорания и за ГТУ (составы продуктов сгорания см. в табл. 3.4 и 3.5).

Таблица 3.1

Составы и режимы газификации проектных кузнецких углей  
(входные параметры)

| Разработка         | УрФУ   | ЦКТИ        | ИТ СО РАН |    |
|--------------------|--------|-------------|-----------|----|
| Метод исследования | Расчет | Эксперимент |           |    |
| № угля             | P1     | P2          | P3        | P4 |

Окончание табл. 3.1

| Разработка  |                 | УрФУ   |       | ЦКТИ    | ИТ СО РАН |                   |                   |                   |      |
|---|-----------------|--------|-------|---------|-----------|-------------------|-------------------|-------------------|------|
| Состав проектных углей,<br>масс. %                                | W <sup>r</sup>  | 7,000  |       | 2,900   | 5,400     | 19,000            |                   |                   |      |
|   | A <sup>r</sup>  | 21,920 |       | 23,700  | 22,300    | 19,094            |                   |                   |      |
|   | C <sup>r</sup>  | 53,680 |       | 57,832  | 54,637    | 46,782            |                   |                   |      |
|   | H <sup>r</sup>  | 4,031  |       | 4,382   | 4,092     | 3,504             |                   |                   |      |
|   | N <sup>r</sup>  | 1,278  |       | 1,585   | 1,287     | 1,102             |                   |                   |      |
|   | Cl <sup>r</sup> | 0,000  |       | 0,000   | 0,000     | 0,000             |                   |                   |      |
|   | S <sup>r</sup>  | 0,393  |       | 0,712   | 0,398     | 0,340             |                   |                   |      |
|   | O <sup>r</sup>  | 11,700 |       | 8,889   | 11,886    | 10,177            |                   |                   |      |
| Температура топлива t <sub>Т</sub> , °С                           |                 | 40     |       | 20...30 |           | 15                |                   |                   |      |
| Q <sub>i</sub> <sup>r</sup> , МДж/кг                              |                 | 21,146 |       | 23,526  | 21,557    | 18,096            |                   |                   |      |
| № режима  |                 | P1.1   | P1.2  | P1.3    | P2        | P3                | P4.1              | P4.2              | P4.3 |
| Расход угля B <sub>Т</sub> <sup>r</sup> , кг/с                    |                 | 43,7   | 40,7  | 24,5    | 0,003     | 0,089             | 0,006             |                   |      |
| Потери с механическим недожогом b <sub>кзо</sub> , кг КЗО/кг угля |                 | 0,02   |       | 0,1     | 0,2       | 0,57 <sup>1</sup> | 0,54 <sup>1</sup> | 0,55 <sup>1</sup> |      |
| Расход воздуха G <sub>в1</sub> , кг/с                             |                 | 126,3  | 104,7 | 62,9    | 0,011     | 0,265             | 0,014             |                   |      |
| Расход пара g <sub>п</sub> , кг пара/кг угля                      |                 | 0      | 0,05  | 0,05    | —         | —                 | 0                 | 0,235             | 0,5  |
| Температура воздушного дутья t <sub>в1</sub> , °С                 |                 | 550    | 550   | 900     | 493       | 15                | 15                | 15                | 15   |
| Температура парового дутья t <sub>п</sub> , °С                    |                 | —      | 900   | 900     | —         | —                 | —                 | 200               | 200  |

<sup>1</sup> Определены при расчетной обработке данных газового анализа.

Таблица 3.2

Составы сырых синтез-газов за газификатором

| Разработка                   |                               | УрФУ  |       |       | ЦКТИ  | ИТ СО РАН |                   |                   |                   |
|------------------------------|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-----------|-------------------|-------------------|-------------------|
| № режима                     |                               | P1.1  | P1.2  | P1.3  | P2    | P3        | P4.1 <sup>1</sup> | P4.2 <sup>1</sup> | P4.3 <sup>1</sup> |
| Состав синтез-газа,<br>об. % | CO <sup>r</sup>               | 27,58 | 31,57 | 31,57 | 18,90 | 17,60     | 5,60              | 8,90              | 8,68              |
|                              | H <sub>2</sub> <sup>r</sup>   | 13,41 | 15,69 | 15,69 | 14,20 | 11,20     | 2,34              | 4,10              | 5,90              |
|                              | N <sub>2</sub> <sup>r</sup>   | 53,85 | 50,70 | 50,70 | 54,74 | 61,90     | 67,50             | 65,80             | 61,27             |
|                              | CO <sub>2</sub> <sup>r</sup>  | 2,52  | 0,77  | 0,77  | 8,00  | 7,30      | 11,80             | 10,70             | 10,84             |
|                              | H <sub>2</sub> O <sup>r</sup> | 2,56  | 0,80  | 0,80  | 4,00  | 2,00      | 12,70             | 10,60             | 13,20             |
|                              | CH <sub>4</sub> <sup>r</sup>  | 0,08  | 0,48  | 0,48  | 0,16  | 0,00      | 0,00              | 0,00              | 0,00              |
|                              | O <sub>2</sub> <sup>r</sup>   | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00      | 0,00              | 0,00              | 0,00              |
|                              | SO <sub>2</sub> <sup>r</sup>  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00      | 0,00              | 0,00              | 0,00              |

Таблица 3.3

Параметры потоков воздуха и продуктов конверсии  
по газовому тракту энергетической части ПГУ-ВЦГ

| Разработка         |   | УрФУ         |       |       |                 |        |        |
|--------------------|---|--------------|-------|-------|-----------------|--------|--------|
| Режим              |   | P1.1         | P1.2  | P1.3  | P1.1            | P1.2   | P1.3   |
| Параметр           |   | Расход, кг/с |       |       | Температура, °С |        |        |
| Воздух             | В камеру сгорания $G_{B2}^{KC}$                     | 474,9        | 495,4 | 553,3 | 440             | 440    | 900    |
|                    | В газовую турбину $G_{B2}^{IT}$                     | 87,2         | 87,2  | 87,2  | 440             | 440    | 440    |
| Топливо            | Синтез-газ за газификатором $G_{CT} \approx G_{TG}$ | 162,9        | 142,4 | 84,5  | 550             | 550    | 550    |
| Продукты конверсии | За камерой сгорания ГТУ $G_{PT}^{KC}$               | 637,8        | 637,8 | 637,8 | 1400            | 1400   | 1400   |
|                    | За газовой турбиной $G_{PT}^{IT}$                   | 725          | 725   | 725   | 601,48          | 599,79 | 587,84 |

<sup>1</sup> Определены при расчетной обработке данных газового анализа.

Таблица 3.4

Составы продуктов сгорания за камерой сгорания ГТУ

| Разработка                        |                    | УрФУ  |       |       |
|-----------------------------------|--------------------|-------|-------|-------|
| Режим                             |                    | P1.1  | P1.2  | P1.3  |
| Составы продуктов сгорания, об. % | N <sub>2</sub> +Ar | 75,07 | 75,11 | 76,11 |
|                                   | O <sub>2</sub>     | 9,74  | 9,96  | 14,04 |
|                                   | CO <sub>2</sub>    | 9,19  | 9,01  | 5,68  |
|                                   | H <sub>2</sub> O   | 6,00  | 5,92  | 4,17  |

Таблица 3.5

Составы продуктов сгорания за ГТУ

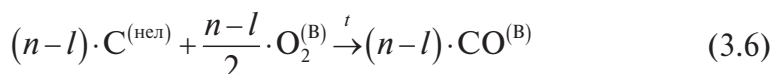
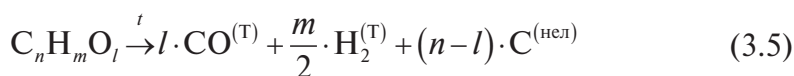
| Разработка                        |                    | УрФУ  |       |       |
|-----------------------------------|--------------------|-------|-------|-------|
| Режим                             |                    | P1.1  | P1.2  | P1.3  |
| Составы продуктов сгорания, об. % | N <sub>2</sub> +Ar | 75,81 | 75,85 | 76,72 |
|                                   | O <sub>2</sub>     | 10,86 | 11,05 | 14,63 |
|                                   | CO <sub>2</sub>    | 8,07  | 7,90  | 4,99  |
|                                   | H <sub>2</sub> O   | 5,26  | 5,20  | 3,66  |

## 3.2. Определение стехиометрического коэффициента расхода воздуха на газификацию исходного твердого топлива

### 3.2.1. Газификация сухого топлива

Для нахождения стехиометрического значения коэффициента расхода воздуха  $\alpha_{\text{СТ}}$  по элементному составу сухой реакционной топливной массы (*daf*) применим, как и в случае расчетов полного горения, балансовый подход, при котором используются реакции окисления элементов, входящих в состав твердого топлива (Померанцев В. В., 1986):





Для окисления нелетучего углерода до CO по брутто-реакциям (3.5) и (3.6) необходимо затратить  $(n - l)$  атомов кислорода воздуха. Количество атомов кислорода воздуха, требуемое для окисления C и H до CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>O, определяется по:

$$2 \cdot n + 0,5 \cdot m - l.$$

Стехиометрический расход воздуха на конверсию:

$$L_T^{0'} = \frac{16 \cdot (n-l)}{0,232} \left[ \frac{\text{кг воздуха}}{\text{кг топлива}} \right].$$

На горение:

$$L_T^0 = \frac{16 \cdot (2 \cdot n + 0,5 \cdot m - l)}{0,232} \left[ \frac{\text{кг воздуха}}{\text{кг топлива}} \right].$$

Стехиометрический коэффициент расхода воздуха на конверсию  $\alpha_{CT}$  определится как отношение количества атомов кислорода на конверсию к количеству атомов кислорода, необходимому для полного окисления горючих до CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>O:

$$\alpha_{CT} = \frac{L_T^{0'}}{L_T^0} = \frac{n-l}{2 \cdot n + 0,5 \cdot m - l}.$$

Поделив числитель и знаменатель на  $n$ , получим итоговое выражение:

$$\alpha_{CT} = \frac{1 - (l/n)}{2 + 0,5 \cdot (m/n) - (l/n)} = \alpha_C - \alpha_T, \quad (3.7)$$

где  $l/n = O/C$  — кислородный фактор;  $m/n = H/C$  — водородный фактор (см. раздел 2).

$$\alpha_C = \frac{1}{2 + 0,5 \cdot (m/n) - (l/n)}; \quad \alpha_T = \frac{(l/n)}{2 + 0,5 \cdot (m/n) - (l/n)}, \quad (3.8)$$

где:

$\alpha_C$  — суммарный стехиометрический коэффициент расхода окислителя, необходимый для окисления углерода топлива;

$\alpha_T$  — стехиометрический коэффициент расхода окислителя, покрываемый за счет собственного кислорода  $O$ , водорода  $H$  и влаги  $W$  твердого топлива.

Расчетные значения  $\alpha_{CT}$ ,  $\alpha_T$  и  $\alpha_C$  для сухих топлив, представленных на расширенной диаграмме Ван Кревелена, приведены в табл. 3.6 и на рис. 3.2:

Таблица 3.6

Расчетные значения  $\alpha_{CT}$ ,  $\alpha_T$  и  $\alpha_C$  на сухую массу топлива

| №                                 | Топливо                              | $C_1^{daf} H_m^{daf} O_l^{daf} N_q^{daf}$ | $\alpha_{CT}$ | $\alpha_T$ | $\alpha_C$ |
|-----------------------------------|--------------------------------------|---|---------------|------------|------------|
| <b>Топлива из сектора А</b>       |                                      |   |               |            |            |
| <b>Жидкие топлива</b>             |                                      |   |               |            |            |
| 1                                 | Бензин                               | $C_1 H_{2,140}$                           | 0,326         | 0          | 0,326      |
| 2                                 | Керосин                              | $C_1 H_{1,940}$                           | 0,337         | 0          | 0,337      |
| 3                                 | Дизельное топливо                    | $C_1 H_{1,780} O_{0,003}$                 | 0,345         | 0,001      | 0,346      |
| 4                                 | Флотский мазут                       | $C_1 H_{1,440} O_{0,008}$                 | 0,366         | 0,003      | 0,369      |
| 5                                 | Тяжелые дистилляты                   | $C_1 H_{1,540} O_{0,004}$                 | 0,360         | 0,001      | 0,361      |
| <b>Природные горючие газы</b>     |                                      |   |               |            |            |
| 6                                 | Метан                                | $C_1 H_4$                                 | 0,250         | 0          | 0,250      |
| 7                                 | Этан                                 | $C_1 H_3$                                 | 0,286         | 0          | 0,286      |
| 8                                 | Пропан                               | $C_1 H_{2,667}$                           | 0,300         | 0          | 0,300      |
| 9                                 | Бутан                                | $C_1 H_{2,5}$                             | 0,308         | 0          | 0,308      |
| <b>Ископаемые твердые топлива</b> |                                      |   |               |            |            |
| 10                                | Углерод                              | $C_1$                                     | 0,500         | 0,000      | 0,500      |
| 11                                | Нефтекокс                            | $C_1 H_{0,540} O_{0,025} N_{0,010}$       | 0,434         | 0,011      | 0,445      |
| 12                                | Антрацит                             | $C_1 H_{0,537} O_{0,042} N_{0,010}$       | 0,430         | 0,019      | 0,449      |
| 13                                | Древесный уголь                      | $C_1 H_{0,659} O_{0,033}$                 | 0,421         | 0,014      | 0,435      |
| 14                                | Воркутский каменный уголь            | $C_1 H_{0,711} O_{0,071} N_{0,020}$       | 0,407         | 0,031      | 0,438      |
| 15                                | Кузнецкий уголь марки Д (режим Р1.1) | $C_1 H_{0,899} O_{0,163} N_{0,020}$       | 0,366         | 0,071      | 0,437      |
| 16                                | Ангренский бурый уголь               | $C_1 H_{0,784} O_{0,157}$                 | 0,377         | 0,070      | 0,447      |
| 17                                | Германский лигнит                    | $C_1 H_{0,968} O_{0,182} N_{0,012}$       | 0,355         | 0,079      | 0,434      |
| 18                                | Челябинский бурый уголь              | $C_1 H_{0,848} O_{0,223} N_{0,024}$       | 0,353         | 0,101      | 0,454      |

Продолжение табл. 3.6

| №   | Топливо                        | $C_1^{daf} H_m^{daf} O_l^{daf} N_q^{daf}$ | $\alpha_{CT}$ | $\alpha_T$ | $\alpha_C$ |
|---|--------------------------------|---|---------------|------------|------------|
| 19  | Северо-Сосьвинский бурый уголь | $C_1 H_{0,891} O_{0,289} N_{0,025}$       | 0,330         | 0,134      | 0,464      |
| 20  | Торф                           | $C_1 H_{1,241} O_{0,427} N_{0,044}$       | 0,261         | 0,195      | 0,456      |
| Биотоплива                                    |                                |   |               |            |            |
| 21  | Древесина                      | $C_1 H_{1,154} O_{0,606} N_{0,016}$       | 0,200         | 0,307      | 0,507      |
| 22  | Целлюлоза                      | $C_1 H_{1,304} O_{0,799}$                 | 0,108         | 0,431      | 0,539      |
| 23  | Глюкоза                        | $C_1 H_{2,100} O_{0,994}$                 | 0,003         | 0,483      | 0,486      |
| Богатые промышленные газы                     |                                |   |               |            |            |
| 24  | Коксовый газ                   | $C_1 H_{5,268} O_{0,488} N_{0,195}$       | 0,123         | 0,118      | 0,241      |
| Топлива и взрывчатые вещества из сектора В    |                                |   |               |            |            |
| Бедные промышленные газы                      |                                |   |               |            |            |
| 27  | Доменный газ                   | $C_1 H_{0,093} O_{1,465} N_{2,558}$       | -0,800        | 2,520      | 1,720      |
| 28  | Коксодоменный газ              | $C_1 H_{0,093} O_{1,477} N_{2,579}$       | -0,059        | 1          | 0,941      |
| 29  | Конвертерный газ               | $C_1 H_{0,250} O_{1,063} N_{0,500}$       | -0,836        | 2,590      | 1,754      |
| Сырые синтез-газы ПГУ-ВЦГ                     |                                |   |               |            |            |
| 30  | Puertollano                    | $C_1 H_{0,686} O_{1,060} N_{0,403}$       | -0,039        | 0,812      | 0,773      |
| 31  | Buggenum                       | $C_1 H_{0,879} O_{1,025} N_{0,194}$       | -0,017        | 0,724      | 0,707      |
| 32  | Tampa Polk                     | $C_1 H_{1,247} O_{1,220} N_{0,083}$       | -0,157        | 0,869      | 0,713      |
| 33  | Wabash River                   | $C_1 H_{1,213} O_{1,221} N_{0,060}$       | -0,159        | 0,881      | 0,722      |
| 34  | Exxon Singapore                | $C_1 H_{1,691} O_{1,323} N_{0,052}$       | -0,212        | 0,869      | 0,657      |
| 35  | Citgo L. Char                  | $C_1 H_{1,142} O_{1,301} N_{0,038}$       | -0,237        | 1,024      | 0,787      |
| 36  | PIEMSA                         | $C_1 H_{1,520} O_{1,142} N_{0,073}$       | -0,088        | 0,706      | 0,618      |
| 37  | Shell Pernis                   | $C_1 H_{1,070} O_{1,454} N_{0,006}$       | -0,420        | 1,345      | 0,925      |
| 38  | Motiva Delaware                | $C_1 H_{0,985} O_{1,240} N_{0,066}$       | -0,192        | 0,990      | 0,799      |
| 39  | ISAB                           | $C_1 H_{1,447} O_{1,155} N_{0,045}$       | -0,098        | 0,736      | 0,637      |
| 40  | Eagle                          | $C_1 H_{0,814} O_{1,062} N_{0,708}$       | -0,046        | 0,789      | 0,743      |
| 41  | Osaki Coolgen                  | $C_1 H_{0,934} O_{0,984} N_{0,410}$       | 0,011         | 0,663      | 0,674      |
| 42  | Nakoso                         | $C_1 H_{0,685} O_{1,109} N_{3,583}$       | -0,088        | 0,899      | 0,811      |
| 43  | Kemper                         | $C_1 H_{1,180} O_{1,208} N_{3,532}$       | -0,150        | 0,874      | 0,724      |
| 44  | Pinon Pine                     | $C_1 H_{1,121} O_{1,141} N_{3,233}$       | -0,100        | 0,804      | 0,704      |
| Органические взрывчатые вещества (нитроэфиры) |                                |   |               |            |            |
| 45  | Нитроклетчатка (пи-роксилин)   | $C_1 H_{1,208} O_{1,750} N_{0,458}$       | -0,878        | 2,049      | 1,171      |

Окончание табл. 3.6

| №  | Топливо                            | $C_1^{daf} H_m^{daf} O_l^{daf} N_q^{daf}$ | $\alpha_{CT}$ | $\alpha_T$ | $\alpha_C$ |
|--|------------------------------------|---|---------------|------------|------------|
| 46   | Нитроглицерин                      | $C_1 H_{1,667} O_{3,000} N_{1,000}$       | 12            | -18        | -6         |
| 47   | Пентаэритриттетра-<br>нитрат (тэн) | $C_1 H_{1,600} O_{2,400} N_{0,800}$       | -3,5          | 6          | 2,5        |
| <b>Топлива из сектора С</b>                      |                                    |   |               |            |            |
| <b>Обогащенные водородом синтез-газы ПГУ-ВЦГ</b> |                                    |   |               |            |            |
| 25   | Osaki CoolGen                      | $C_1 H_{3,810} O_{0,968} N_{0,667}$       | 0,011         | 0,330      | 0,341      |
| 26   | Kemper                             | $C_1 H_{8,043} O_{1,610} N_{12,705}$      | -0,033        | 0,239      | 0,206      |
| <b>Взрывчатые вещества из сектора D</b>          |                                    |   |               |            |            |
| 48   | Тротил                             | $C_1 H_{0,714} O_{0,857} N_{0,429}$       | 0,095         | 0,571      | 0,667      |
| 49   | Нитронафталин                      | $C_1 H_{0,600} O_{0,400} N_{0,200}$       | 0,316         | 0,211      | 0,526      |
| 50   | Тринитрофенол                      | $C_1 H_{0,500} O_{1,167} N_{0,500}$       | -0,154        | 1,077      | 0,923      |

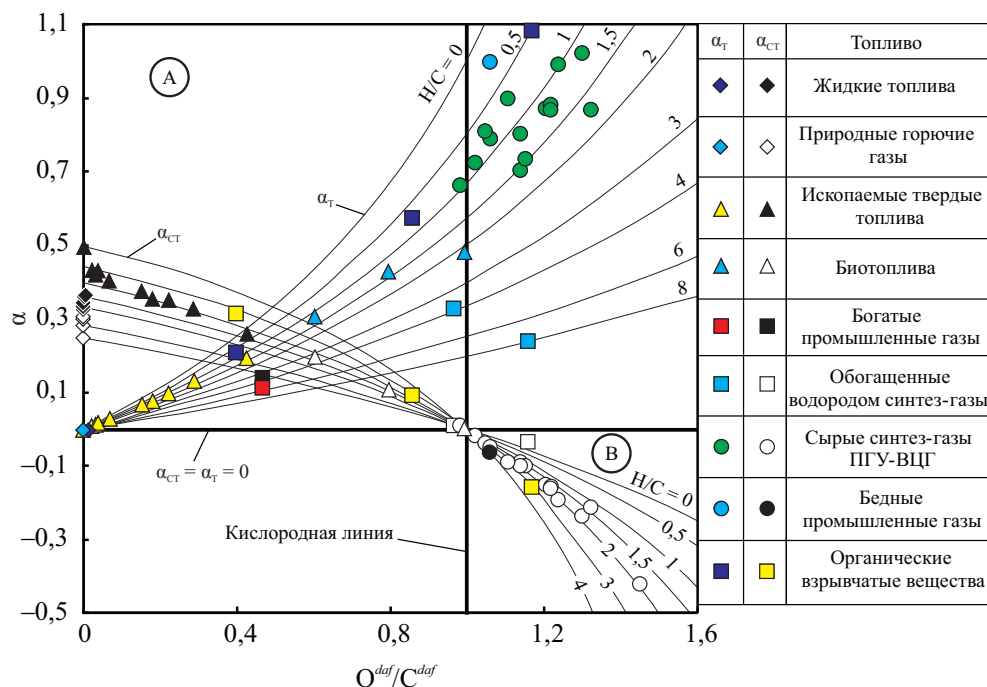


Рис. 3.2. Стехиометрический коэффициент расхода воздуха  $\alpha_{CT}$  на газификацию сухой беззольной массы топлив ( $daf$ ) и его топливная составляющая  $\alpha_T$

Из приведенных данных можно сделать следующие выводы:

**Для топлив из сектора А:**

- для чистого углерода (графит):  $m = l = 0$ :

$$\alpha_{CT} \equiv \alpha_C = \frac{1}{2}; \quad \alpha_T = 0; \quad (3.9)$$

- для сухих углеводородных топлив ( $l = 0$ ) значение  $\alpha_{CT}$  заметно падает (до 0,25 у метана) в связи с ростом водородного фактора  $m/n$  до 4 и увеличением потребления внешнего кислорода на окисление водорода:

$$\alpha_{CT} \equiv \alpha_C = \frac{1}{2 + 0,5 \cdot \left(\frac{m}{n}\right)}; \quad \alpha_T = 0; \quad (3.10)$$

- для сухих ископаемых твердых топлив и биомассы водородный фактор сохраняется примерно на одном уровне  $m/n \approx 1$  и потребность во внешнем кислороде меняется в основном за счет роста внутреннего кислорода и  $\alpha_T$ :

$$\alpha_{CT} = \frac{1 - (l/n)}{2 + 0,5 \cdot (m/n) - (l/n)}. \quad (3.11)$$

В результате  $\alpha_{CT}$  плавно снижается от 0,43 (антрацит, нефтекокс) до 0,26...0,20 (торф, древесина).

**Для топлив из секторов В и С:**

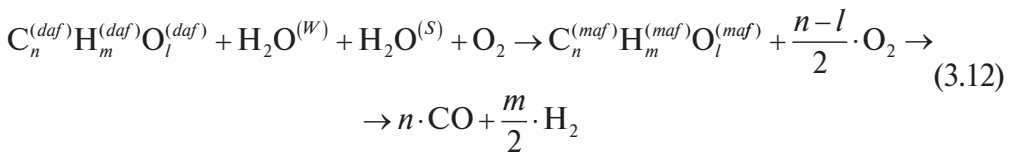
- для синтез-газов отрицательное значение  $\alpha_{CT}$  свидетельствует об отклонении фактического процесса конверсии исходного твердого топлива от идеального газогенераторного процесса, из-за чего наблюдается избыток  $CO_2$  и  $H_2O$  в продуктах конверсии;
- для промышленных газов значение  $\alpha_{CT}$  зависит от технологического процесса и варьирует в широком диапазоне (–0,836...0,123).

Для топлив из секторов В и С кислородный фактор приблизительно одинаков, а водородный фактор сильно отличается, что связано с замещением СО водородом по реакции водяного сдвига.

Для органических взрывчатых веществ кислородный фактор варьирует в широком диапазоне и может достигать  $O^{daf}/C^{daf} = 3$ . Водородный фактор ниже чем у топлив из сектора В. Горение и взрыв происходят исключительно за счет собственного окислителя  $\alpha_T$ .

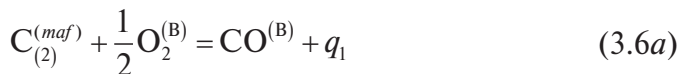
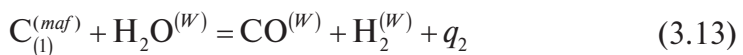
### 3.2.2. Модели мокрой газификации твердого топлива

Другое предельное значение  $\alpha_{\text{СТ}}$  дает расчет, предполагающий возможность участия в химическом процессе влаги топлива  $W^*$  и ВУС, а также водяных паров, попадающих в реактор вместе с окислителем либо в виде парового дутья  $g_{\text{П}}$ . В этом случае условная топливная молекула  $C_n^{(\text{maf})}H_m^{(\text{maf})}O_l^{(\text{maf})}$  будет состоять не только из горючей массы  $C_n^{(\text{daf})}H_m^{(\text{daf})}O_l^{(\text{daf})}$ , но и из атомов водорода и кислорода, входящих в состав влаги топлива, ВУС и парового дутья:



Расчетные значения стехиометрического коэффициента расхода  $\alpha_{\text{СТ}}$  при мокрой<sup>1</sup> газификации зависят только от модельных представлений протекания окислительной конверсии горючих элементов твердого топлива в смеси с кислородом воздуха. Рассмотрим три возможные брутто-модели мокрой газификации твердого топлива.

1. *Конверсия влажного углерода ( $C^{(\text{maf})}$ ,  $W^{(\text{maf})}$ ) в воздухе.* Расчет процесса газификации углерода типа (3.6) произведен по остаточному принципу, поскольку в первую очередь следует учесть расход углерода  $C_{(1)}^{(\text{maf})}$  на взаимодействие с собственной влагой  $H_2O^{(W)}$  твердого топлива, протекающее по реакции водяного газа (3.13):



Здесь:

*maf (moisture ash-free)* — влажная беззольная масса твердого топлива.

$q_1$  и  $q_2$  — известные тепловые эффекты реакций конверсии твердого топлива, определяемые аналитически (расчетно) и равные:

<sup>1</sup> Термин «мокрая газификация» введен В. В. Померанцевым (1981 г.), чтобы подчеркнуть роль влаги топлива как химического реагента в процессе горения топлива в воздушной среде. В теории газификации вместо этого термина обычно используется иное понятие — паровоздушная или паровая газификация.

$$q_1 = +110,5 \text{ кДж/моль С,}$$

$$q_2 = -130,5 \text{ кДж/моль С.}$$

Взятые в скобки надстрочные индексы обозначают, как и ранее, субстанциональную принадлежность: (*maf*) — относится к влажной беззольной массе твердого топлива; (*daf*) — относится к сухой беззольной массе твердого топлива; (В) — относится к воздуху; (Т) — относится к твердому топливу; (*W*) — относится к собственной влаге твердого топлива.

2. Конверсия влажного ( $W^{maf}$ ) твердого топлива ( $C^{maf}$ ,  $H^{maf}$ ,  $O^{maf}$ ) в воздухе. Здесь углерод, идущий на окисление с воздухом, находится по разности общего углерода  $C^{(maf)}$  и углеродов  $C_{(1)}^{(maf)}$  и  $C_{(2)}^{(maf)}$ , окисляемых собственным кислородом  $O^{(maf)}$ , водородом  $H^{(maf)}$  и влагой  $H_2O^{(W)}$  топлива (внутреннее окисление). Процесс внутреннего окисления можно представить соотношениями (3.13 а) и (3.15), напоминающими по форме РВГ. Замыкает процесс уравнение (3.6 б), представляющее окисление остаточного углерода твердого топлива кислородом воздуха (внешний окислитель):

$$C_{(1)}^{(maf)} + H^{(maf)} + O^{(maf)} = CO^{(T)} + H_2^{(T)} + q_3 \quad (3.15)$$

$$C_{(2)}^{(maf)} + H_2O^{(W)} = CO^{(W)} + H_2^{(W)} + q'_2 \quad (3.13a)$$

$$C_{(3)}^{(maf)} + \frac{1}{2} \cdot O_2^{(B)} = CO^{(B)} + q'_1 \quad (3.6б)$$

$$C_{(1)}^{(maf)} + C_{(2)}^{(maf)} + C_{(3)}^{(maf)} = C^{(maf)} \quad (3.14a)$$

Из-за сложной молекулярной структуры угля тепловые эффекты  $q'_1$ ,  $q'_2$  и  $q_3$  аналитически не определимы. Эмпирическое нахождение этих величин было предметом исследования многих ученых XIX в. В результате появились общеупотребительные корреляции, в том числе для подсчета удельной теплоты сгорания твердого топлива. В России в качестве такой зависимости применяется известная формула Менделеева. Базирующаяся на ней методика расчета тепловых эффектов  $q'_1$ ,  $q'_2$  и  $q_3$  реакций конверсии твердых топлив изложена в монографии под ред. А. Ф. Рыжкова (Рыжков А. Ф., 2010).

3. Конверсия влажного твердого топлива в среде воздух-пар. Применение парового дутья в газификатор вместе с влажным твердым

топливом увеличивает количество внутренней влаги, рекомендуемой для окисления по уравнению (3.13 б):

$$C_{(1)}^{(maf)} + H^{(maf)} + O^{(maf)} = CO^{(T)} + H_2^{(T)} + q'_3 \quad (3.15a)$$

$$C_{(2)}^{(maf)} + H_2O^{(W+S)} = CO^{(W+S)} + H_2^{(W+S)} + q''_2 \quad (3.13б)$$

$$C_{(3)}^{(maf)} + \frac{1}{2}O_2^{(B)} = CO^{(B)} + q''_1 \quad (3.6в)$$

$$C_{(1)}^{(maf)} + C_{(2)}^{(maf)} + C_{(3)}^{(maf)} = C^{(maf)} \quad (3.14б)$$

### 3.2.3. Влияние влажности твердого топлива и присадки пара на $\alpha_{CT}$

Расчетные зависимости  $\alpha_{CT}^{(maf)}$  от влаги твердых топлив разного состава и парового дутья приведены на рис. 3.3. Кривые на рис. 3.3, а начинаются при нулевой влажности топлива ( $\alpha_{CT}^{(maf)} = \alpha_{CT}$ ). Кривые на рис. 3.3, б начинаются при рабочей влажности топлива  $W^*$ . Здесь же нанесены рабочие точки для расчетных и экспериментальных режимов, представленных в табл. 3.1. Точки поставлены в предположении, что в реакции конверсии твердого топлива участвует весь пар, имеющийся в системе.

Повышение влажности угля (рис. 3.3, а) или впрыск пара (рис. 3.3, б) в газификатор снижают значение коэффициента  $\alpha_{CT}^{(maf)}$ , что формально связано с реакцией паровой газификации по соотношению (3.13 б). При больших присадках пара балансовое количество кислорода, необходимое для полного окисления твердого топлива, оказывается избыточным и  $\alpha_{CT}^{(maf)}$  становится меньше нуля.

Перепад между максимальным значением  $\alpha_{CT}^{(daf)}$  и  $\alpha_{CT}^{(maf)}$  характеризует диапазон, реализация которого зависит от степени конверсии твердого топлива паром в диапазоне 0...100 % в конкретных термодинамических условиях.

В качестве иллюстрации на рис. 3.4 представлены результаты термодинамического расчета конверсии кузнецкого угля Р2 при разных присадках пара в реактор газификатора, выполненного при температуре паровоздушного дутья  $t_{ПВД} = 500^\circ\text{C}$  и температуре на выходе из реактора, показанной на рис. 3.3, б.



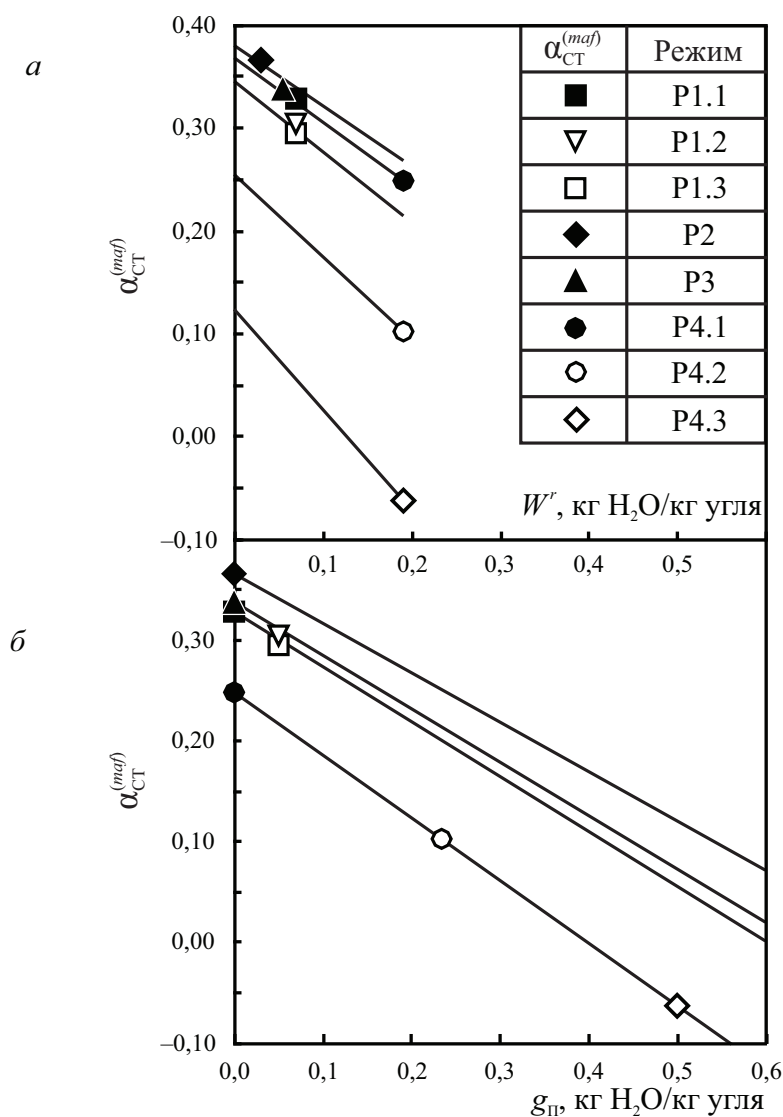


Рис. 3.3. Зависимость  $\alpha_{CT}^{(maf)}$  от влажности топлива (*a*) и присадки пара (*б*) для разных режимов конверсии кузнецкого угля

Менее крутое падение  $\alpha_{TD}$ , по сравнению с  $\alpha_{CT}$ , обусловлено неполнотой использования пара как химического реагента, которая устанавливается в термодинамически равновесной смеси топливо-окислитель, где основная масса пара выступает в роли инертного теплоносителя, выполняющего функции разбавителя и охладителя.

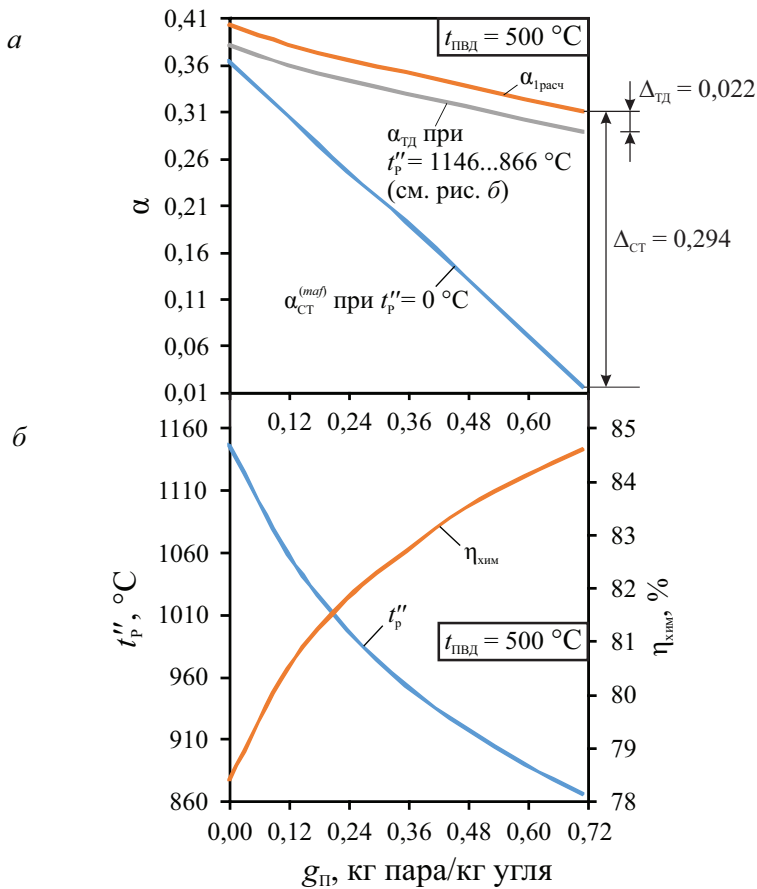


Рис. 3.4. Составляющие коэффициента расхода воздуха на конверсию кузнецкого угля Р2 (а), а также температура за реактором и химический КПД (б) при разных присадках пара

### 3.2.4. Примеры расчета

#### 1. Газификация сухого твердого топлива

Для проведения балансовых расчетов воздушного режима газификации сухого ( $W^r=0$ ) кузнецкого угля Р1 по формуле (3.2) элементный состав топлива из табл. 3.1 необходимо пересчитать с рабочей массы ( $r$ ) на горючую ( $daf$ ).

Коэффициент пересчета с рабочей массы на горючую:

$$K_{r/daf} = \frac{100 - W^r - A^r}{100} = \frac{100 - 7,000 - 21,920}{100} = 0,711. \quad (3.16)$$

Элементный состав горючей массы кузнечного угля Р1:

$$\begin{aligned}
 C^{daf} &= \frac{C^r}{K_{r-daf}} = \frac{53,680}{0,711} = 75,521 \text{ масс.}\%, \\
 H^{daf} &= \frac{H^r}{K_{r-daf}} = \frac{4,031}{0,711} = 5,671 \text{ масс.}\%, \\
 O^{daf} &= \frac{O^r}{K_{r-daf}} = \frac{11,700}{0,711} = 16,460 \text{ масс.}\%, \\
 N^{daf} &= \frac{N^r}{K_{r-daf}} = \frac{1,278}{0,711} = 1,798 \text{ масс.}\%, \\
 S^{daf} &= \frac{S^r}{K_{r-daf}} = \frac{0,393}{0,711} = 0,553 \text{ масс.}\%.
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

Мольные доли условной молекулы кузнечного угля Р1 для горючей массы:

$$\begin{aligned}
 n &= 0,01 \cdot \frac{C^{daf} + 0,375 \cdot S^{daf}}{12} = 0,01 \cdot \frac{75,521 + 0,375 \cdot 0,553}{12} = 0,0631, \\
 m &= 0,01 \cdot \frac{H^{daf}}{1} = 0,01 \cdot \frac{5,671}{1} = 0,0567, \\
 l &= 0,01 \cdot \frac{O^{daf}}{16} = 0,01 \cdot \frac{16,460}{16} = 0,0103, \\
 q &= 0,01 \cdot \frac{N^{daf}}{14} = 0,01 \cdot \frac{1,798}{14} = 0,0013.
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

Условная молекула горючей массы кузнечного угля Р1 имеет вид:

$$C_{0,0631}^{(daf)} H_{0,0567}^{(daf)} O_{0,0103}^{(daf)} N_{0,0013}^{(daf)}$$

Отбрасывая азот и подставляя в формулу (3.2) найденные значения мольных долей  $n$ ,  $m$  и  $l$ , получим  $\alpha_{CT}$  для кузнечного угля Р1:

$$\alpha_{CT} = \frac{n-l}{2 \cdot n + 0,5 \cdot m - l} = \frac{0,0631 - 0,0103}{2 \cdot 0,0631 + 0,5 \cdot 0,0567 - 0,0103} = 0,366. \tag{3.19}$$

Такой коэффициент расхода воздуха необходимо установить, чтобы провести стехиометрическую конверсию абсолютно сухой беззольной (горючей) массы кузнечного угля Р1.

## 2. Мокрая газификация

Расчет  $\alpha_{\text{CT}}^{(\text{maf})}$  проведем для кузнечного угля Р1 в режиме Р1.1 (см. табл. 3.1). Расчет  $\alpha_{\text{CT}}^{(\text{maf})}$  для условной молекулы  $\text{C}_n^{(\text{maf})}\text{H}_m^{(\text{maf})}\text{O}_l^{(\text{maf})}\text{N}_q^{(\text{maf})}$  проводится по формулам (3.17–3.19).

Коэффициент пересчета элементного состава кузнечного угля Р1 с рабочей массы на органическую:

$$K_{r/\text{maf}} = \frac{100 - A^r}{100} = \frac{100 - 21,920}{100} = 0,781.$$

Элементный состав органической массы кузнечного угля Р1:

$$\begin{aligned} \text{C}^{\text{maf}} &= \frac{\text{C}^r}{K_{r-\text{maf}}} = \frac{53,680}{0,781} = 68,750 \text{ масс.}\%, \\ \text{H}^{\text{maf}} &= \frac{\text{H}^r}{K_{r-\text{maf}}} = \frac{4,031}{0,781} = 5,163 \text{ масс.}\%, \\ \text{O}^{\text{maf}} &= \frac{\text{O}^r}{K_{r-\text{maf}}} = \frac{11,700}{0,781} = 14,985 \text{ масс.}\%, \\ \text{N}^{\text{maf}} &= \frac{\text{N}^r}{K_{r-\text{maf}}} = \frac{1,278}{0,781} = 1,637 \text{ масс.}\%, \\ \text{S}^{\text{maf}} &= \frac{\text{S}^r}{K_{r-\text{maf}}} = \frac{0,393}{0,781} = 0,504 \text{ масс.}\%, \\ \text{W}^{\text{maf}} &= \frac{\text{W}^r}{K_{r-\text{maf}}} = \frac{7,000}{0,781} = 8,965 \text{ масс.}\%. \end{aligned} \quad (3.20)$$

Мольные доли в новой условной молекуле  $\text{C}_n^{(\text{maf})}\text{H}_m^{(\text{maf})}\text{O}_l^{(\text{maf})}\text{N}_q^{(\text{maf})}$  примут вид:

$$\begin{aligned} n &= 0,01 \cdot \frac{\text{C}^{\text{maf}} + 0,375 \cdot \text{S}^{\text{maf}}}{12} = 0,01 \cdot \frac{68,750 + 0,375 \cdot 0,504}{12} = 0,0575, \\ m &= 0,01 \cdot \left( \frac{\text{H}^{\text{maf}}}{1} + \frac{2 \cdot \text{W}^{\text{maf}}}{18} \right) = 0,01 \cdot \left( \frac{5,163}{1} + \frac{2 \cdot 8,965}{18} \right) = 0,0616, \\ l &= 0,01 \cdot \left( \frac{\text{O}^{\text{maf}}}{16} + \frac{\text{W}^{\text{maf}}}{18} \right) = 0,01 \cdot \left( \frac{14,985}{16} + \frac{8,965}{18} \right) = 0,0144, \\ q &= 0,01 \cdot \frac{\text{N}^{\text{maf}}}{14} = 0,01 \cdot \frac{1,637}{14} = 0,0012. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Условная молекула органической массы кузнецкого угля Р1 примет вид:



Подставляя в формулу (3.10) найденные значения мольных долей  $n$ ,  $m$  и  $l$  условной молекулы органической массы кузнецкого угля Р1, получим  $\alpha_{\text{СТ}}^{(maf)}$ :

$$\alpha_{\text{СТ}}^{(maf)} = \frac{0,0575 - 0,0144}{2 \cdot 0,0575 + 0,5 \cdot 0,0616 - 0,0144} = 0,328.$$

Верхний индекс "maf" — обозначает «органическую массу» (*moisture ash-free basis*) топлива, включающую, помимо горючих компонентов, влажность топлива и паровое дутье.

Результаты расчетов для исследуемых режимов сведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Условные молекулы органических масс кузнецкого угля Р1–Р4  
и  $\alpha_{\text{СТ}}^{(maf)}$  в зависимости от режима газификации

| Режим | $n/n$ | $m/n$ | $l/n$ | $g/n$ | Приведенная условная молекула   | $\alpha_{\text{СТ}}^{(maf)}$ |
|-------|-------|-------|-------|-------|---|------------------------------|
| P1.1  | 1     | 1,075 | 0,250 | 0,020 | $\text{C}_1^{(maf)} \text{H}_{1,075}^{(maf)} \text{O}_{0,250}^{(maf)} \text{N}_{0,020}^{(maf)}$ | 0,328                        |
| P1.2  | 1     | 1,199 | 0,313 | 0,020 | $\text{C}_1^{(maf)} \text{H}_{1,199}^{(maf)} \text{O}_{0,313}^{(maf)} \text{N}_{0,020}^{(maf)}$ | 0,301                        |
| P1.3  | 1     | 1,199 | 0,313 | 0,020 | $\text{C}_1^{(maf)} \text{H}_{1,199}^{(maf)} \text{O}_{0,313}^{(maf)} \text{N}_{0,020}^{(maf)}$ | 0,301                        |
| P2    | 1     | 0,976 | 0,149 | 0,023 | $\text{C}_1^{(maf)} \text{H}_{0,976}^{(maf)} \text{O}_{0,149}^{(maf)} \text{N}_{0,023}^{(maf)}$ | 0,364                        |
| P3    | 1     | 1,031 | 0,229 | 0,020 | $\text{C}_1^{(maf)} \text{H}_{1,031}^{(maf)} \text{O}_{0,229}^{(maf)} \text{N}_{0,020}^{(maf)}$ | 0,338                        |
| P4.1  | 1     | 1,440 | 0,434 | 0,020 | $\text{C}_1^{(maf)} \text{H}_{1,440}^{(maf)} \text{O}_{0,434}^{(maf)} \text{N}_{0,020}^{(maf)}$ | 0,249                        |
| P4.2  | 1     | 2,110 | 0,769 | 0,020 | $\text{C}_1^{(maf)} \text{H}_{2,110}^{(maf)} \text{O}_{0,769}^{(maf)} \text{N}_{0,020}^{(maf)}$ | 0,105                        |
| P4.3  | 1     | 2,865 | 1,146 | 0,020 | $\text{C}_1^{(maf)} \text{H}_{2,865}^{(maf)} \text{O}_{1,146}^{(maf)} \text{N}_{0,020}^{(maf)}$ | −0,057                       |

Полученные значения  $\alpha_{\text{СТ}}^{(maf)}$  нанесены на расчетные зависимости  $\alpha_{\text{СТ}}^{(maf)}$  от влажности топлива и присадки пара, представленные на рис. 3.3.

Как уже было сказано, повышение влажности топлива и присадка пара в газификатор снижают значение коэффициента  $\alpha_{\text{СТ}}^{(maf)}$  вплоть до отрицательных значений. Отрицательные значения  $\alpha_{\text{СТ}}^{(maf)}$  свидетельствуют, что в этих режимах присадка пара как химического реагента избыточно велика даже для случая паровой конверсии, когда теплота, необходимая для эндотермической реакции водяного газа, подводится извне ( $\alpha_{\text{СТ}}^{(maf)} = 0$ ).

### 3.3. Определение коэффициентов избытка воздуха по входным параметрам

#### 3.3.1. Газовоздушный режим в газификаторе

Коэффициент расхода воздуха на газификацию твердого топлива с учетом подаваемого на разбавление пара определяется по вытекающему из формулы (3.4) соотношению:

$$\alpha_{\text{I расч}} = \frac{G_{\text{В1}}}{L_{\text{Т+пар}}^0 \cdot B_{\text{Т}}^r \cdot (1 + g_{\text{п}})} = \frac{1}{L_{\text{Т+пар}}^0 \cdot (1 + g_{\text{п}})} \cdot \frac{G_{\text{В1}}}{B_{\text{Т}}^r}, \quad (3.22)$$

где

$G_{\text{В1}}$  — расход воздуха на газификацию твердого топлива, кг/с;

$B_{\text{Т}}^r$  — расход твердого топлива в газификатор, кг/с;

$L_{\text{Т+пар}}^0$  — стехиометрический расход воздуха для сжигания твердого топлива ( $\alpha_1 = 1$ ) в присутствии пара, кг воздуха/кг угля;

$g_{\text{п}}$  — удельный расход пара в газификатор, кг пара/кг угля, который в данном расчете полностью выступает как химически невзаимодействующая инертная среда.

Для режима Р1.1:

$$\alpha_{\text{I расч}} = \frac{1}{L_{\text{Т+пар}}^0 \cdot (1 + g_{\text{п}})} \cdot \frac{G_{\text{В1}}}{B_{\text{Т}}^r} = \frac{1}{7,080 \cdot (1 + 0)} \cdot \frac{126,3}{43,7} = 0,141 \cdot 2,89 = 0,408, \quad (3.23)$$

где

$$\begin{aligned} L_{\text{Т+пар}}^0 &= \frac{2,67 \cdot C^r + S^r + 8 \cdot H^r - O^r}{23,2} = \frac{2,67 \cdot 53,68 + 0,393 + 8 \cdot 4,031 - 11,70}{23,2} = \\ &= 7,080 \frac{\text{кг воздуха}}{\text{кг угля}}. \end{aligned}$$

### 3.3.2. Воздушный режим ГТУ на синтез-газе

Современные высокотемпературные ГТУ представляют собой агрегат с многоступенчатым вводом компримированного воздуха вдоль аэродинамического тракта — в камеру сгорания (первичный и вторичный воздух), в охлаждаемые ступени газовой турбины (охлаждающий воздух). По аналогии с котельной установкой в ГТУ целесообразно выделить два воздушных режима, характеризующихся коэффициентами избытка воздуха за камерой сгорания ( $\alpha_2^{\text{KC}}$ ) и за газовой турбиной ( $\alpha_2^{\text{ГТ}}$ ). Для котельной установки это соответствует избытку воздуха на выходе из топки  $\alpha_{\text{T}}$  и из котельного агрегата  $\alpha_{\text{yx}}$ .

Коэффициенты избытка воздуха связаны со входными параметрами зависимостями:

$$\alpha_{2\text{расч}}^{\text{KC}} = \frac{G_{\text{B2}}^{\text{KC}}}{L_{\text{ГТ}}^0 \cdot G_{\text{ГТ}}}, \quad (3.24)$$

$$\alpha_{2\text{расч}}^{\text{ГТ}} = \frac{G_{\text{B2}}^{\text{KC}} + G_{\text{B2}}^{\text{ГТ}}}{L_{\text{ГТ}}^0 \cdot G_{\text{ГТ}}} = \alpha_2^{\text{KC}} + \Delta\alpha_2^{\text{ГТ}}, \quad (3.24a)$$

где  $L_{\text{ГТ}}^0$  — теоретически необходимый удельный расход воздуха для стехиометрического сжигания топливного газа ( $\alpha_2^{\text{KC}} = 1$ ), кг воздуха/кг ТГ.

Для синтез-газа из кузнецкого угля Р1 (в режиме Р1.1) рассчитываемые по входным параметрам коэффициенты  $\alpha_{2\text{расч}}^{\text{KC}}$  и  $\alpha_{2\text{расч}}^{\text{ГТ}}$  составят:

$$\alpha_{2\text{расч}}^{\text{KC}} = \frac{G_{\text{B2}}^{\text{KC}}}{L_{\text{ГТ}}^0 \cdot G_{\text{ГТ}}} = \frac{474,9}{1,150 \cdot 162,9} = 2,534, \quad (3.25)$$

$$\alpha_{2\text{расч}}^{\text{ГТ}} = \frac{G_{\text{B2}}^{\text{KC}} + G_{\text{B2}}^{\text{ГТ}}}{L_{\text{ГТ}}^0 \cdot G_{\text{ГТ}}} = \alpha_2^{\text{KC}} + \alpha_2^{\text{ГТ}} = \frac{474,9 + 87,2}{1,150 \cdot 162,9} = 2,534 + 0,466 = 3,000, \quad (3.25a)$$

где:

$$\begin{aligned} L_{\text{ГТ}}^0 &= \frac{\rho_{\text{B2}}}{\rho_{\text{ГТ}}} \cdot V_{\text{ГТ}}^0 = \frac{\rho_{\text{B2}}}{\rho_{\text{ГТ}}} \cdot 0,0476 \cdot (0,5 \cdot \text{H}_2 + 0,5 \cdot \text{CO} + 2 \cdot \text{CH}_4) = \\ &= \frac{1,287}{1,100} \cdot 0,0476 \cdot (0,5 \cdot 27,58 + 0,5 \cdot 13,410 + 2 \cdot 0,080) = 1,150 \frac{\text{кг воздуха}}{\text{кг ТГ}}. \end{aligned}$$

### 3.3.3. Воздушный режим ГТУ с ВЦГ

Общий коэффициент расхода (избытка) воздуха  $\alpha_\Sigma$  в ГТУ с ВЦГ подчиняется балансовому соотношению:

$$\begin{aligned}\alpha_\Sigma &= \alpha_1 + (1 - \alpha_1) \cdot \alpha_2, \\ \alpha_1 &< 1, \alpha_2 > 1, \\ 1 &< \alpha_\Sigma < \alpha_2.\end{aligned}\quad (3.26)$$

Подставляя полученные для режима Р1.1 коэффициенты  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  в формулу (3.26), получаем:

$$\begin{aligned}\alpha_{\Sigma\text{расч}}^{\text{КС}} &= 0,408 + (1 - 0,408) \cdot 2,534 = 1,908, \\ \alpha_{\Sigma\text{расч}}^{\text{ГТ}} &= 0,408 + (1 - 0,408) \cdot 3,000 = 2,184.\end{aligned}\quad (3.26a)$$

Производя аналогичные расчеты для других режимов, получим массив данных по воздушному режиму в отдельных узлах и в ПГУ-ВЦГ в целом. Связь парциальных коэффициентов расхода воздуха с полным для ПГУ-ВЦГ в расчетных режимах Р1.1–Р1.3 и для ПГУ-ПГ с ГТУ класса 1400 °С приведена на рис. 3.5 и в табл. 3.8.

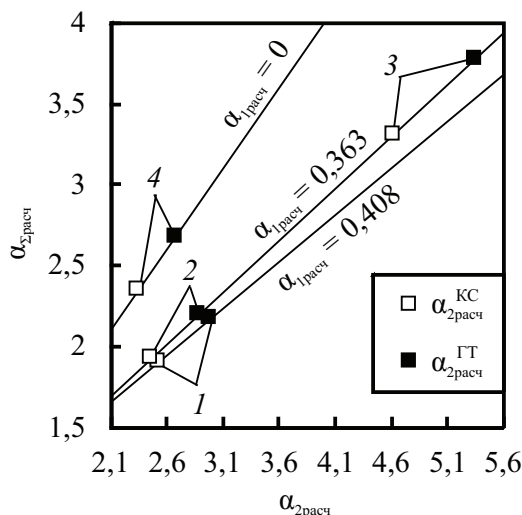


Рис. 3.5. Связь парциальных коэффициентов расхода воздуха с общим для ПГУ-ВЦГ в режиме безостаточной газификации и ПГУ с ГТУ класса 1400 °С:

1 — Р1.1; 2 — Р1.2; 3 — Р1.3; 4 — ГТУ-ПГ



Таблица 3.8

Коэффициенты избытка (расхода) воздуха по входным параметрам  
в ГТУ с ВЦГ и ГТУ-ПГ класса 1400 °С

| Режим     |      | $\alpha_{СТ}$ | $\alpha_{1\text{ расч}}$ | $\alpha_{2\text{ расч}}^{КС}$ | $\alpha_{2\text{ расч}}^{ГТ}$ | $\alpha_{\Sigma\text{ расч}}^{КС}$ | $\alpha_{\Sigma\text{ расч}}^{ГТ}$ |
|-----------|------|---------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| ГТУ с ВЦГ | P1.1 | 0,328         | 0,408                    | 2,534                         | 3,000                         | 1,908                              | 2,184                              |
|           | P1.2 | 0,301         | 0,363                    | 2,464                         | 2,898                         | 1,932                              | 2,208                              |
|           | P1.3 | 0,301         | 0,363                    | 4,638                         | 5,369                         | 3,319                              | 3,785                              |
| ГТУ-ПГ    |      | 0,250         | 0                        | 2,346                         | 2,680                         | 2,346                              | 2,680                              |

### 3.4. Определение коэффициентов избытка воздуха по выходным параметрам

#### 3.4.1. Основные расчетные соотношения

Для расчетов коэффициентов расхода (избытка) воздуха по этому методу в классических руководствах предлагается несколько приближенных соотношений, учитывающих специфику элементного состава топлива и воздушного режима ( $\alpha > 1$  или  $\alpha < 1$ ).

Для углеродистых топлив с преобладанием в продуктах сгорания углекислого газа рекомендуется использовать соотношения, основанные на данных газового анализа сухих продуктов сгорания (или конверсии), получаемых обычно в приборах газового анализа. К таким топливам относятся твердые ископаемые топлива, биомасса и продукты их воздушной и кислородной конверсии (сырые промышленные и синтез-газы), сжигаемые в сухих камерах сгорания.

Для топлив с высоким содержанием водорода, в продуктах сгорания которых преобладают водяные пары, расчеты рекомендуется вести как по сухому составу, так и по полному (влажному) составу продуктов горения. К таким топливам относятся жидкие и газообразные углеводороды и синтез-газы, увлажненные перед сжиганием во влажной камере сгорания или после частичной/полной очистки от  $\text{CO}_2$  перед сжиганием в ГТУ по технологии *pre-combustion CCS*.

Для определения  $\alpha_{\text{факт}}$  по сухому составу продуктов конверсии или сжигания существует три типа формул: углекислотная, кислородная и азотная.

*Углекислотная формула*

Для расчета коэффициента избытка воздуха по содержанию сухих трехатомных газов применяют следующие соотношения:

$$\alpha_{\text{факт}} = \frac{RO_{2\text{max}}}{RO_2}, \quad (3.27)$$

$$RO_{2\text{max}} = \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) \cdot 100}{100 - 4,762 \cdot (\text{O}_2 - 0,4 \cdot \text{CO} - 0,2 \cdot \text{H}_2 - 1,6 \cdot \text{CH}_4)}. \quad (3.27a)$$

Здесь:

$RO_{2\text{max}} = \text{CO}_2 + \text{SO}_2$  — объемное содержание сухих трехатомных газов в продуктах сгорания при  $\alpha = 1$  и заданных значениях давления и температуры;

$RO_2$  — то же при искомой  $\alpha_{\text{факт}}$ .

Объемные концентрации продуктов неполного и полного сгорания в формуле подставляются по результатам расчетов разрабатываемых процессов или по данным фактических замеров на действующем оборудовании.

Исторически метод был обусловлен станционной практикой совместного определения сухих трехатомных газов в одном приборе типа ОРСА, позволяющего определить содержание  $RO_2$  и  $O_2$  в процентах к объему сухих продуктов сгорания  $V_{\text{ПС}}$  (так называемый неполный газовый анализ, по которому оценивают  $\alpha_{\text{факт}}$ ).

Расчет по углекислотной формуле рекомендуется применять для ориентировочной оценки коэффициента избытка воздуха в режиме полного горения ( $\alpha > 1$ ). В. И. Трембовля (1991 г.), анализируя способы определения коэффициентов избытка воздуха, отмечает, что *углекислотная формула действительна только в том случае, когда в продуктах конверсии или сгорания топлива отсутствуют компоненты химической и механической неполноты сгорания (горючие вещества)*.

Пользование углекислотной формулой *дает значительные погрешности* также при сжигании топлива переменного состава, при неточности определения величины  $RO_{2\text{max}}$ , при наличии неорганических источников  $\text{CO}_2$  (карбонатов в минеральной части). Однако благодаря наличию обширной базы табулированных значений по техническому составу и  $RO_{2\text{max}}$  для энергетических топлив Российской Федерации метод удобен для ориентировочной оценки *общего коэффициента избытка воздуха*  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}}$  в ПГУ-ВЦГ.

*Кислородная формула*

Расчет коэффициента избытка воздуха по содержанию кислорода в сухих продуктах сгорания исторически был основан на данных прямого определения остаточного кислорода в продуктах сгорания, проводимого на котле для обеспечения оптимальных условий горения топлива и минимума присосов воздуха.

Связь между остаточным кислородом в сухих продуктах сгорания и избытком воздуха определяется зависимостью:

$$O_2 = \frac{21 \cdot (\alpha_{\text{факт}} - 1) \cdot V_T^0}{V_{\text{ПС}}}, \quad (3.28)$$

где  $V_{\text{ПС}}$  [нм<sup>3</sup>/кг; нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>] — объем сухих продуктов сгорания.

Если при сжигании выполняется условие равенства объема сухих продуктов сгорания  $V_{\text{ПС}}$  объему воздуха  $\alpha_{\text{факт}} \cdot V_T^0$ , то:

$$V_{\text{ПС}} \approx V_B = \alpha_{\text{факт}} \cdot V_T^0. \quad (3.29)$$

Таким образом, из соотношения (3.28) получается известная «кислородная формула» для определения коэффициента расхода (избытка) воздуха при полном сгорании угля в ПГУ-ВЦГ:

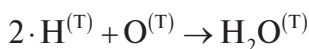
$$\alpha_{\Sigma \text{факт}} = \frac{21}{21 - O_2}. \quad (3.30)$$

При наличии химического недожога (газификация топлива) кислородная формула содержит поправки на недостающий до полного горения кислород:

$$\alpha_{1 \text{факт}} = \frac{21}{21 - (O_2 - 0,5 \cdot CO - 0,5 \cdot H_2 - 2 \cdot CH_4)}. \quad (3.30a)$$

Формулы (3.30) и (3.30a) справедливы, если для данного топлива возможно равенство (3.29). В противном случае кислородные формулы дают неточные результаты.

Строгое выполнение равенства (3.29) возможно, если весь реагирующий кислород  $V_{O_2}^0$  переходит в  $RO_2$ , условием чего является соответствующий баланс в органической массе топлива, при котором топливные кислород и водород полностью переходят в пирогенную воду (см. раздел 2.1):



*Приближенное равенство* возможно в случае:

- котельных и газогенераторных установок — для топлив с низким содержанием Н, О и N в органической массе;
- ПГУ и ПГУ-ВЦГ с ГТУ достигнутых параметров — для любых топлив, учитывая малый количественный вклад топливного газа в рабочее тело ГТУ.

Определение  $\alpha_2^{КС}$  и  $\alpha_2^{ГТ}$  по формулам типа (3.30) без их реконструкции невозможно.

### *Азотная формула*

Наиболее точно коэффициент  $\alpha_{\text{факт}}$  подсчитывается по содержанию азота в сухих продуктах неполного и полного сгорания.

*Для сухой конверсии с малым содержанием азота* при  $\alpha_{1\text{ факт}} < 1$  азотная формула имеет вид:

$$\alpha_{1\text{ факт}} = \frac{N_2}{N_2 - 3,762 \cdot (O_2 - 0,5 \cdot CO - 0,5 \cdot H_2 - 2 \cdot CH_4)}, \quad (3.31)$$

где

$CO$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$  — содержание в продуктах конверсии, соответственно, окиси углерода, водорода и метана, об. %;

$3,762 \cdot (O_2 - 0,5 \cdot CO - 0,5 \cdot H_2 - 2 \cdot CH_4)$  — количество азота в недостающем для полного сгорания воздухе.

*Для сухой конверсии с большим содержанием топливного азота* при  $\alpha_{1\text{ факт}} < 1$  азотная формула имеет вид, предложенный Г. Ф. Кнорре (1951 г.):

$$\alpha_{1\text{ факт}} = \frac{N_2 - 0,43 \cdot \frac{N^{(T)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2}{N_2 - 0,43 \cdot \frac{N^{(T)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2 - 3,762 \cdot (O_2 - 0,5 \cdot CO - 0,5 \cdot H_2 - 2 \cdot CH_4)}, \quad (3.32)$$

где

$0,43 \cdot \frac{N^{(T)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2$  — поправка на топливный азот;

$N^{(T)}$  — содержание топливного азота, кг N/кг топлива;

$C^{(T)}$  — содержание топливного углерода, кг C/кг топлива;

$CO_2$  — содержание углекислого газа в сухих продуктах конверсии твердого топлива, об. %.

При сжигании *промышленных и синтез-газов* в ГТУ азотная формула принимает вид:

$$\alpha_{2\text{факт}} = \frac{N_2 - \frac{N_2^{(\text{ТГ})}}{V_{\text{ПС}}}}{N_2 - \frac{N_2^{(\text{ТГ})}}{V_{\text{ПС}}} - 3,762 \cdot O_2}, \quad (3.33)$$

где

$V_{\text{ПС}}$  — объем сухих продуктов сгорания, получаемый при сжигании  $1 \text{ м}^3$  *промышленных и синтез-газов*,  $\text{нм}^3 \text{ ПС} / \text{нм}^3 \text{ СГ}$ ;

$N_2^{(\text{ТГ})}$  — содержание азота в *промышленных и синтез-газах*, об. %.

При сжигании в ГТУ синтез-газов воздушной или кислородной газификации твердых топлив с малым ( $< 3\%$ ) содержанием азота (при условии, что весь азот из ВРУ поступает в рабочее тело ГТУ) для определения общего коэффициента избытка воздуха подходит простая формула, применяемая для сжигания твердых топлив:

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}} = \frac{N_2}{N_2 - 3,762 \cdot O_2}, \quad (3.34)$$

где:

$N_2, O_2$  — объемное содержание азота и кислорода в сухих продуктах сгорания на выходе из камеры сгорания или из газовой турбины, об. %;

$3,762 \cdot O_2 = \frac{79}{21} \cdot O_2$  — количество азота, перешедшее из избыточно-

го воздуха в продукты сгорания, об. %.

С учетом присутствия аргона в составе *промышленного* и синтез-газа и в продуктах их сгорания вместо  $N_2$  в этих формулах записывается сумма  $(N_2 + \text{Ar})$ . Для более точного расчета коэффициента  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}$  учитывается топливный азот:

$$\alpha_{2\text{факт}} = \frac{(N_2 + \text{Ar}) - (N_2^{(\text{ТГ})} + \text{Ar}^{(\text{ТГ})}) / V_{\text{ПС}}}{(N_2 + \text{Ar}) - (N_2^{(\text{ТГ})} + \text{Ar}^{(\text{ТГ})}) / V_{\text{ПС}} - 3,762 \cdot O_2}, \quad (3.35)$$

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}} = \frac{(N_2 + \text{Ar}) - 0,43 \cdot \frac{N^{(\text{T})}}{C^{(\text{T})}} \cdot \text{CO}_2^{(\text{ТГ})}}{(N_2 + \text{Ar}) - 0,43 \cdot \frac{N^{(\text{T})}}{C^{(\text{T})}} \cdot \text{CO}_2^{(\text{ТГ})} - 3,762 \cdot O_2}. \quad (3.35a)$$

При пользовании азотной формулой в представленном виде следует располагать данными как о составе продуктов сгорания, так и со-

ставе сжигаемого топлива — угля, промышленного газа, синтез-газа (Трембовля В. И., 1991 г.).

Определение  $\alpha_{\text{факт}}$  по полному составу продуктов сгорания

Для топлив с высоким содержанием водорода, в продуктах сгорания которых преобладают водяные пары, либо при впрыске в ТВС водяного пара расчеты рекомендуется вести как по сухому составу, так и по полному (влажному) составу продуктов сгорания. К таким топливам, наряду с жидкими и газообразными углеводородами, относятся синтез-газы горячей/теплой газоочистки, топливные газы после частичной/полной очистки от  $\text{CO}_2$  перед сжиганием в камере сгорания ГТУ по технологии *pre-combustion CCS*, синтез-газы, подготавливаемые для сжигания во влажной камере сгорания, а также некоторые промышленные газы с большим содержанием водорода (например, коксовый газ).

М. Б. Равич (1977 г.) предлагает производить учет содержания водяных паров в рабочем теле ГТУ по формуле:

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}} = \frac{\text{O}_2 + \text{RO}_2 + 0,5 \cdot \text{H}_2\text{O}}{\text{RO}_2 + 0,5 \cdot \text{H}_2\text{O}} = 1 + \frac{\text{O}_2}{\text{RO}_2 + 0,5 \cdot \text{H}_2\text{O}}. \quad (3.36)$$

### 3.4.2. Примеры расчета

#### 1. Газификация кузнецкого угля в режиме P1.1

1) Расчет по углекислотной формуле (3.27, 3.27а):

$$\text{RO}_{2\text{max}} = \frac{(2,59 + 28,30 + 0,08) \cdot 100}{100 - 4,762 \cdot (0 - 0,4 \cdot 28,30 - 0,2 \cdot 13,76 - 1,6 \cdot 0,08)} = 18,48 \text{ об.}\%$$

$\text{RO}_2 = 2,59 \text{ об.}\%$  — из табл. 3.2 и формул (3.16–3.17).

$$\alpha_{1\text{факт}} = \frac{\text{RO}_{2\text{max}}}{\text{RO}_2} = \frac{18,48}{2,59} = 7,135 > 1.$$

Чрезмерное завышение значения коэффициента  $\alpha_{1\text{ факт}}$  свидетельствует о справедливости ограничения углекислотной формулы режимов неполного горения;

2) Расчет по кислородной формуле (3.30а):

$$\alpha_{1\text{факт}} = \frac{21}{21 - (0 - 0,5 \cdot 28,30 - 0,5 \cdot 13,76 - 2 \cdot 0,08)} = 0,498;$$

3) Расчет по азотной формуле (3.31) для сухой массы продуктов конверсии с малым содержанием азота:

$$\alpha_{1\text{факт}} = \frac{55,26}{55,26 - 3,762 \cdot (0 - 0,5 \cdot 28,30 - 0,5 \cdot 13,76 - 2 \cdot 0,08)} = 0,409;$$

4) *Расчет по азотной формуле (3.32) для сухой массы продуктов конверсии с учетом топливного азота:*

$$\alpha_{1\text{факт}} = \frac{55,26 - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59}{55,26 - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59 - 3,762 \cdot (0 - 0,5 \cdot 28,30 - 0,5 \cdot 13,76 - 2 \cdot 0,08)} = 0,409.$$

Результаты расчета  $\alpha_{1\text{ факт}}$  для проектных режимов сведены в табл. 3.9.

Таблица 3.9

Значения  $\alpha_{1\text{ факт}}$  по выходным параметрам для проектных режимов

| Формула | P1.1  | P1.2   | P1.3   | P2    | P3    | P4.1  | P4.2  | P4.3  |
|---------|-------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 3.27    | 7,135 | 23,763 | 23,763 | 2,213 | 2,351 | 1,285 | 1,485 | 1,435 |
| 3.30a   | 0,498 | 0,459  | 0,459  | 0,544 | 0,588 | 0,822 | 0,743 | 0,714 |
| 3.31    | 0,409 | 0,354  | 0,354  | 0,463 | 0,533 | 0,819 | 0,729 | 0,692 |
| 3.32    | 0,409 | 0,354  | 0,354  | 0,462 | 0,533 | 0,820 | 0,730 | 0,693 |

Сравнение расчетных данных в табл. 3.8 и 3.9 показывает, что наиболее близкие к расчетному значению  $\alpha_{1\text{ расч}}$  дают вычисления по азотным формулам (3.31) и (3.32).

## 2. Сжигание синтез-газа в ГТУ

Расчетные составы продуктов сгорания синтез-газа угля P1 за камерой сгорания и выхлопных газов за газовой турбиной приведены в табл. 3.4 и 3.5.

При работе ГТУ на синтез-газе прямой расчет  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{ГТ}}$  по углекислотной и кислородной формулам не проводится, так как в формулы (3.27) и (3.30) не пригодны для топливных газов с большим содержанием топливного  $\text{CO}_2$  и кислородсодержащих компонентов.

Для определения  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{ГТ}}$  по данным неполного газового анализа сначала надо определить коэффициенты  $\alpha_{1\text{факт}}$ ,  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}}$  по формулам (3.30, 3.30a). После чего, используя формулу (3.26), можно приступить к расчету коэффициентов  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{ГТ}}$ .

*Расчет по азотной формуле.* Расчет  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{КС}}$  произведем с учетом значительного содержания топливного азота в синтез-газе по формуле (3.35):

$$\alpha_{2\text{факт}}^{\text{КС}} = \frac{(N_2 + Ar) - \frac{(N_2^{(\text{ТГ})} + Ar^{(\text{ТГ})})}{V_{\text{ПС}}}}{(N_2 + Ar) - \frac{(N_2^{(\text{ТГ})} + Ar^{(\text{ТГ})})}{V_{\text{ПС}}} - 3,762 \cdot O_2} =$$

$$= \frac{(78,98 + 0,88) - \frac{55,26 + 0}{475,19 / 143,31}}{(78,98 + 0,88) - \frac{55,26 + 0}{475,19 / 143,31} - 3,762 \cdot 10,36} = 2,611.$$

Расчет выполняется по объемному составу (об. %) сухих продуктов полного сгорания синтез-газа на выходе из камеры сгорания.

Коэффициент избытка воздуха за газовой турбиной  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{ГТ}}$  находим по аналогичной формуле при подстановке соответствующих значений из табл. 3.5:

$$\alpha_{2\text{факт}}^{\text{ГТ}} = \frac{(79,26 + 0,76) - \frac{55,26 + 0}{539,14 / 143,31}}{(79,26 + 0,76) - \frac{55,26 + 0}{539,14 / 143,31} - 3,762 \cdot 11,46} = 2,966.$$

Увеличение избытка воздуха за счет охлаждающего воздуха должно заметно снижать термический КПД цикла мощных высокотемпературных ГТУ.

Результаты расчета  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{ГТ}}$  сведены в табл. 3.10.

Таблица 3.10

Значения  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{ГТ}}$  по выходным параметрам для проектных режимов

| № режима                            |                                  | P1.1  | P1.2  | P1.3  |
|-------------------------------------|----------------------------------|-------|-------|-------|
| $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{КС}}$ | По уголекислотной формуле (3.27) | —     | —     | —     |
|                                     | По кислородной формуле (3.30a)   | 2,923 | 2,874 | 5,251 |
|                                     | По азотной формуле (3.35)        | 2,611 | 2,553 | 4,468 |
| $\alpha_{2\text{факт}}^{\text{ГТ}}$ | По уголекислотной формуле (3.27) | —     | —     | —     |
|                                     | По кислородной формуле (3.30a)   | 3,373 | 3,300 | 5,809 |
|                                     | По азотной формуле (3.35)        | 2,966 | 2,859 | 4,772 |



Сравнение расчетных данных в табл. 3.8 и 3.10 показывает, что наиболее близкие к расчетным значениям  $\alpha_{2\text{расч}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{2\text{расч}}^{\text{ГТ}}$  дает вычисление по азотной формуле (3.35).

### 3. Общий коэффициент расхода воздуха в ГТУ с ВЦГ

#### 1) Расчет по углекислотной формуле (3.27):

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}} = \frac{\text{RO}_{2\text{max}}}{\text{RO}_2} = \frac{19,30}{9,78} = 1,974,$$

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}} = \frac{\text{RO}_{2\text{max}}}{\text{RO}_2} = \frac{18,75}{8,51} = 2,202.$$

#### 2) Расчет по кислородной формуле (3.30):

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}} = \frac{21}{21 - \left( 10,36 - \frac{0,02 \cdot 40,64}{53,68} \cdot 2,59 \right)} = 1,967,$$

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}} = \frac{21}{21 - \left( 11,46 - \frac{0,02 \cdot 40,64}{53,68} \cdot 2,59 \right)} = 2,193.$$

#### 3) Расчет по азотной формуле (3.35 а):

$$\begin{aligned} \alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}} &= \frac{(\text{N}_2 + \text{Ar}) - 0,43 \cdot \frac{\text{N}^{(\text{T})}}{\text{C}^{(\text{T})}} \cdot \text{CO}_2^{(\text{TP})}}{(\text{N}_2 + \text{Ar}) - 0,43 \cdot \frac{\text{N}^{(\text{T})}}{\text{C}^{(\text{T})}} \cdot \text{CO}_2^{(\text{TP})} - 3,762 \cdot \text{O}_2} = \\ &= \frac{(78,98 + 0,88) - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59}{(78,98 + 0,88) - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59 - 3,762 \cdot 10,36} = 1,955, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}} &= \frac{(\text{N}_2 + \text{Ar}) - 0,43 \cdot \frac{\text{N}^{(\text{T})}}{\text{C}^{(\text{T})}} \cdot \text{CO}_2^{(\text{TP})}}{(\text{N}_2 + \text{Ar}) - 0,43 \cdot \frac{\text{N}^{(\text{T})}}{\text{C}^{(\text{T})}} \cdot \text{CO}_2^{(\text{TP})} - 3,762 \cdot \text{O}_2} = \\ &= \frac{(79,26 + 0,76) - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59}{(79,26 + 0,76) - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59 - 3,762 \cdot 11,46} = 2,170. \end{aligned}$$

## 4) Расчет по полному составу продуктов сгорания (3.36):

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}} = \frac{\text{O}_2 + \text{CO}_2 + 0,5 \cdot \text{H}_2\text{O}}{\text{CO}_2 + 0,5 \cdot \text{H}_2\text{O}},$$

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}} = \frac{9,74 + 9,19 + 0,5 \cdot 6,00}{9,19 + 0,5 \cdot 6,00} = 1,799,$$

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}} = \frac{10,86 + 8,06 + 0,5 \cdot 5,26}{8,06 + 0,5 \cdot 5,26} = 2,015.$$

Результаты расчета сведены в табл. 3.11.

Таблица 3.11

Значения  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}}$  по выходным параметрам для проектных режимов

| № режима                                 |                                  | P1.1  | P1.2  | P1.3  |
|--|----------------------------------|-------|-------|-------|
| $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}}$ | По уголекислотной формуле (3.27) | 1,974 | 2,017 | 3,309 |
|  | По кислородной формуле (3.30)    | 1,967 | 2,015 | 3,302 |
|  | По азотной формуле (3.35a)       | 1,955 | 1,996 | 3,270 |
|  | По полному составу (3.36)        | 1,799 | 1,833 | 2,808 |
| $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}}$ | По уголекислотной формуле (3.27) | 2,202 | 2,248 | 3,612 |
|  | По кислородной формуле (3.30a)   | 2,193 | 2,245 | 3,604 |
|  | По азотной формуле (3.35a)       | 2,170 | 2,214 | 3,540 |
|  | По полному составу (3.36)        | 2,015 | 2,053 | 3,145 |

Сравнение расчетных данных в табл. 3.8 и 3.11 показывает, что наиболее близкие к расчетным значениям  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}}$  и  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}}$  дает вычисление по азотной формуле (3.35a).

В целом расчеты узлов газовоздушного тракта и ПГУ-ВЦГ по азотным формулам дают наибольшую сходимость с расчетами газовоздушного режима по входным параметрам.

### 3.4.3. Приведение расчетов по входным и выходным параметрам к общему результату

Для получения более полного соответствия расчетов по входным и выходным параметрам в расчетных формулах следует учитывать механический недожог.

#### 1. Приведение $\alpha_{\text{расч}}$ к выходным параметрам

При отсутствии механического недожога или при его возврате в топку на дожигание расчет по формуле (3.22) будет давать близкие к рас-

четам  $\alpha_{\text{факт}}$  по газовому анализу. Из исследуемых режимов наиболее близки к этим условиям расчетные режимы P1.1, P1.2, P1.3 из табл. 3.1.

Если же реактор переведен в режим частичной газификации с выводом коксозольного уноса из процесса (как это происходит в режимах P2, P3, P4.1, P4.2, P4.3 из табл. 3.1), применение формулы (3.22) без корректировки расхода и характеристик топлива будет приводить к заниженным значениям коэффициента расхода  $\alpha_{1\text{расч}}$  по сравнению с фактическим, определяемым по выходным параметрам.

При частичной газификации ( $b_{\text{КЗО}} > 0$ ) формула для расчета  $\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}}$  примет вид:

$$\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}} = \frac{G_{\text{ВЛ}}}{L_{\text{Т+пар}}^0 \cdot B_{\text{Т}}^r \cdot (1 + g_{\text{п}}) - L_{\text{КЗО}}^0 \cdot B_{\text{Т}}^r \cdot b_{\text{КЗО}}} = \frac{1}{L_{\text{Т+пар}}^0 \cdot (1 + g_{\text{п}}) - L_{\text{КЗО}}^0 \cdot b_{\text{КЗО}}} \cdot \frac{G_{\text{ВЛ}}}{B_{\text{Т}}^r}, \quad (3.37)$$

где

$b_{\text{КЗО}}$  — удельный выход КЗО из газификатора (механический недожог), кг КЗО/кг угля;

$L_{\text{КЗО}}^0$  — стехиометрический расход воздуха для сжигания КЗО, кг воздуха/кг КЗО.

При неизменном удельном расходе воздуха  $G_{\text{ВЛ}}/B_{\text{Т}}^r = \text{idem}$ , как это происходит в режимах P4.1–P4.3, коэффициент  $\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}}$  с ростом удельного выхода коксозольного остатка будет возрастать (рис. 3.6) в соответствии с зависимостью (3.38):

$$\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}} = \frac{1 + g_{\text{п}}}{(1 + g_{\text{п}}) - \left( \frac{L_{\text{КЗО}}^0}{L_{\text{Т+пар}}^0} \right) \cdot b_{\text{КЗО}}} \cdot \alpha_{1\text{расч}}. \quad (3.38)$$

По отношению к стехиометрическому значению  $\alpha_{\text{СТ}}$  расчетный коэффициент  $\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}}$  находится по зависимости:

$$\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}} = \alpha_{\text{СТ}} + \Delta_{\text{СТ}}.$$

Здесь  $\alpha_{\text{СТ}}$  — стехиометрическое значение коэффициента расхода воздуха для безостаточной газификации в идеальном газогенераторном процессе, когда горючая масса топлива, взаимодействуя с кислородом воздуха, полностью переходит в двухатомные продукты химического недожога ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ) без образования сажи и многоатомных газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CH}_4$ ).

$\Delta_{СТ}$  — поправка, учитывающая превышение коэффициента расхода воздуха относительно стехиометрического, необходимое для обеспечения требуемой рабочей температуры, создания конечной разности термодинамических потенциалов и поддержания конечной скорости реакции между коксом и газом.

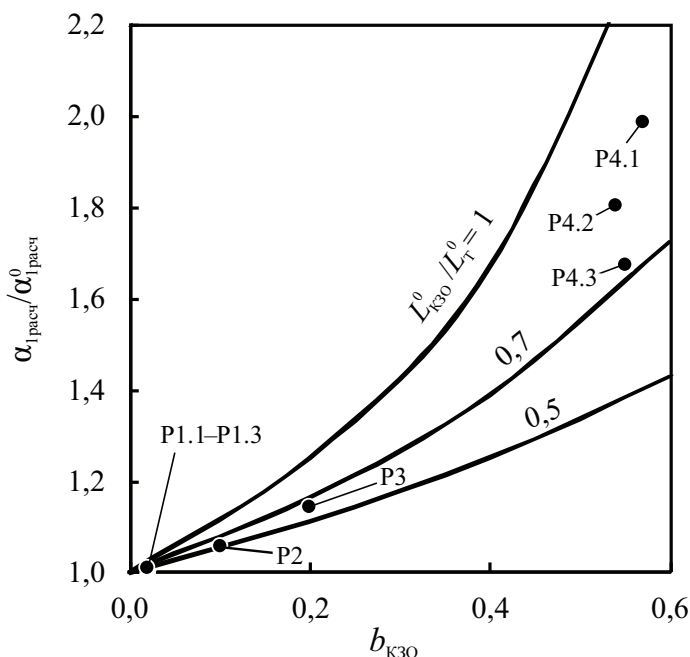


Рис. 3.6. Зависимость  $\alpha_{грассч}^{прив}$  от удельного выхода КЗО

Поправка  $\Delta_{СТ}$  претерпевает изменения как в сторону увеличения, так и уменьшения с изменением входных параметров (влажность, зольность топлива, температура дутьевого воздуха и т. п.). Для примененной в рассматриваемой схеме (рис. 3.1) базовой конструкции воздушно-го поточного двухступенчатого газификатора типа *МНІ*, работающего на маловлажном ( $W^* = 5,6\%$ ) битуминозном китайском угле,  $\alpha_{1\text{ расч}}$  по фактическим данным составляет 0,406 при стехиометрическом значении  $\alpha_{СТ}^{(maf)} = 0,336$  ( $\Delta_{СТ} = 0,070$ ) и  $\alpha_{ТД}^{(maf)} = 0,384$  ( $\Delta_{ТД} = 0,022$ ). Для других условий работы расчетные данные приведены ниже.

#### *Пример расчета для режима газификации P1.1*

Приведенный коэффициент расхода воздуха с учетом механического недожога ( $b_{КЗО} = 0,02$ ):

$$\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}} = \frac{1}{L_{\text{Т+пар}}^0 \cdot (1 + g_{\text{п}}) - L_{\text{КЗО}}^0 \cdot b_{\text{КЗО}}} \cdot \frac{G_{\text{В1}}}{B_{\text{Т}}} =$$

$$= \frac{1}{7,080 \cdot (1 + 0) - 4,677 \cdot 0,02} \cdot \frac{126,3}{43,7} = 0,143 \cdot 2,89 = 0,414. \quad (3.39)$$

Приведенный коэффициент избытка воздуха в ПГУ-ВЦГ:

$$\alpha_{\Sigma\text{расч}}^{\text{прив, КС}} = 0,414 + (1 - 0,414) \cdot 2,525 = 1,900,$$

$$\alpha_{\Sigma\text{расч}}^{\text{прив, ГТ}} = 0,414 + (1 - 0,414) \cdot 2,989 = 2,173.$$

Результаты расчетов по  $\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}}$  и  $\alpha_{\Sigma\text{расч}}^{\text{прив}}$  собраны в табл. 3.11 и 3.12.

Таблица 3.11

Приведенные коэффициенты расхода воздуха  
на газификацию кузнецкого угля по входным параметрам

| Ре-<br>жим | по формуле<br>(3.22)    |                      | по формуле<br>(3.37)                  |                      | $\frac{\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}}}{\alpha_{1\text{расч}}}$ | Условия реализации  |
|------------|-------------------------|----------------------|---------------------------------------|----------------------|---|---|
|            | $\alpha_{1\text{расч}}$ | $\Delta_{\text{СТ}}$ | $\alpha_{1\text{расч}}^{\text{прив}}$ | $\Delta_{\text{СТ}}$ |   |   |
| P1.1       | 0,408                   | 0,080                | 0,414                                 | 0,086                | 1,013   | Температура воздушного дутья 590 °С. $b_{\text{КЗО}} = 0,02$  |
| P1.2       | 0,363                   | 0,063                | 0,368                                 | 0,068                | 1,013   | Высокотемпературный нагрев паровоздушного дутья до 900 °С. $b_{\text{КЗО}} = 0,02$  |
| P1.3       | 0,363                   | 0,063                | 0,368                                 | 0,068                | 1,013   |   |
| P2         | 0,465                   | 0,101                | 0,493                                 | 0,129                | 1,060   | Стенд ЦКТИ. Расход топлива 0,003 кг/с. Температура воздуха 493 °С. $b_{\text{КЗО}} = 0,1$   |
| P3         | 0,440                   | 0,102                | 0,504                                 | 0,166                | 1,146   | Стенд ИТ СО РАН. Расход топлива 0,089 кг/с. Температура воздуха 15 °С. Микроуголь в I ступень. Стандартная пыль во II ступень. $b_{\text{КЗО}} = 0,2$ |
| P4.1       | 0,413                   | 0,163                | 0,821                                 | 0,572                | 1,990   | Стенд ИТ СО РАН. Температура воздуха 15 °С. Высоковлажный микроуголь в I ступень, стандартная пыль во II ступень. $b_{\text{КЗО}} = 0,57$             |

Окончание табл. 3.11

| Ре-<br>ЖИМ | по формуле<br>(3.22)   |                      | по формуле<br>(3.37)                 |                      | $\frac{\alpha_{\text{прив}}}{\alpha_{\text{расч}}}$ | Условия реализации   |
|------------|------------------------|----------------------|--------------------------------------|----------------------|---|--|
|            | $\alpha_{\text{расч}}$ | $\Delta_{\text{СТ}}$ | $\alpha_{\text{расч}}^{\text{прив}}$ | $\Delta_{\text{СТ}}$ |   |  |
| P4.2       | 0,413                  | 0,307                | 0,745                                | 0,640                | 1,806   | Стенд ИТ СО РАН. Температура воздуха 15 °С. Температура пара 200 °С. Расход пара 0,235 кг пара/кг угля.<br>$b_{\text{кзо}} = 0,54$ |
| P4.3       | 0,413                  | 0,470                | 0,693                                | 0,750                | 1,678   | Стенд ИТ СО РАН. Температура воздуха 15 °С. Температура пара 200 °С. Расход пара 0,5 кг пара/кг угля.<br>$b_{\text{кзо}} = 0,55$   |

Таблица 3.12

Приведенные коэффициенты расхода воздуха ПГУ-ВЦГ  $\alpha_{\text{расч}}^{\text{прив}}$ 

| Ре-<br>ЖИМ | по формулам (3.22)<br>и (3.26)     |                                    | по формулам (3.37)<br>и (3.26)          |   | $\frac{\alpha_{\text{прив,КС}}}{\alpha_{\text{расч}}^{\text{КС}}}$ | $\frac{\alpha_{\text{прив,ГТ}}}{\alpha_{\text{расч}}^{\text{ГТ}}}$ |
|------------|------------------------------------|------------------------------------|---|---|--|--|
|            | $\alpha_{\text{расч}}^{\text{КС}}$ | $\alpha_{\text{расч}}^{\text{ГТ}}$ | $\alpha_{\text{расч}}^{\text{прив,КС}}$ | $\alpha_{\text{расч}}^{\text{прив,ГТ}}$ |  |  |
| P1.1       | 1,908                              | 2,184                              | 1,900                                   | 2,173                                   | 0,996  | 0,995  |
| P1.2       | 1,932                              | 2,208                              | 1,925                                   | 2,199                                   | 0,996  | 0,996  |
| P1.3       | 3,319                              | 3,785                              | 3,301                                   | 3,763                                   | 0,995  | 0,994  |

Данные по изменению режима конверсии твердого топлива при механическом недожоге, приведенные в табл. 3.11, нанесены на рис. 3.6. Как видно, учет фактического механического недожога в диапазоне до 57 масс. % увеличивает  $\alpha_{\text{расч}}^{\text{прив}}$  в два раза.

Однако при механическом недожоге в пределах 2 масс. %, собственных ПГУ-ВЦГ,  $\alpha_{\text{расч}}^{\text{прив}}$  увеличивается на 1,3 %. При этом общий

коэффициент избытка воздуха к такой величине оказывается нечувствительным. В расчетных режимах P1.1–P1.3 (см. табл. 3.12):

$$\frac{\alpha_{\Sigma \text{расч}}^{\text{прив.КС}}}{\alpha_{\Sigma \text{расч}}^{\text{КС}}} \approx \frac{\alpha_{\Sigma \text{расч}}^{\text{прив.ГТ}}}{\alpha_{\Sigma \text{расч}}^{\text{ГТ}}} \approx 1.$$

## 2. Приведение $\alpha_{\text{факт}}$ ко входным параметрам

Если по данным газового анализа нужно узнать полный избыток воздуха по отношению ко всему поданному в установку топливу, вводят поправку на механический недожог. Определенный таким образом коэффициент расхода воздуха  $\alpha_{\text{факт}}^{\text{прив}}$  должен соответствовать расчету  $\alpha_{\text{расч}}$  по входным параметрам.

С учетом механического недожога, поправку на который приводит Г. Ф. Кнорре (1951 г.), формулы принимают следующий вид:

$$\alpha_{\text{I факт}}^{\text{прив}} = \frac{N_2 - 0,43 \cdot \frac{N^{(T)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2^{(TГ)}}{N_2 - 0,43 \cdot \frac{N^{(T)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2^{(TГ)} - 3,762 \cdot \left( O_2 - \frac{CO}{2} - \frac{H_2}{2} - 2 \cdot CH_4 - \frac{C^{(МН)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2 \right)}, \quad (3.40)$$

$$\alpha_{\Sigma \text{факт}}^{\text{прив}} = \frac{(N_2 + Ar) - 0,43 \cdot \frac{N^{(T)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2^{(TГ)}}{(N_2 + Ar) - 0,43 \cdot \frac{N^{(T)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2^{(TГ)} - 3,762 \cdot \left( O_2 - \frac{C^{(МН)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2^{(TГ)} \right)}. \quad (3.41)$$

Здесь:

$\frac{C^{(МН)}}{C^{(T)}} \cdot CO_2^{(TГ)}$  — поправка на механический недожог (в представлении его в виде чистого углерода);

$C^{(МН)}$  — содержание углерода в механическом недожоге по данным газового анализа, кг С/кг угля.

Для режима P1.1:

$$\alpha_{\text{I факт}}^{\text{прив}} = \frac{55,26 - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59}{55,26 - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59 - 3,762 \cdot \left( 0 - \frac{28,30}{2} - \frac{3,76}{2} - 2 \cdot 0,08 - \frac{0,02 \cdot 40,64}{53,68} \cdot 2,59 \right)} = 0,409,$$

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{прив,КС}} = \frac{(78,98 + 0,88) - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59}{(78,98 + 0,88) - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59 - 3,762 \cdot \left(10,36 - \frac{0,02 \cdot 40,64}{53,68} \cdot 2,59\right)} = 1,946,$$

$$\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{прив,ГТ}} = \frac{(79,26 + 0,76) - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59}{(79,26 + 0,76) - 0,43 \cdot \frac{1,28}{53,68} \cdot 2,59 - 3,762 \cdot \left(11,46 - \frac{0,02 \cdot 40,64}{53,68} \cdot 2,59\right)} = 2,161.$$

Результаты расчета  $\alpha_{1\text{факт}}^{\text{прив}}$  и  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{прив}}$  для проектных режимов сведены в табл. 3.13.

Таблица 3.13

Приведенные коэффициенты расхода воздуха, рассчитанные по газовому анализу  $\alpha_{1\text{факт}}^{\text{прив}}$  и  $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{прив}}$

| Ре-<br>ЖИМ | по форму-<br>ле (3.40)                | $\frac{\alpha_{1\text{факт}}^{\text{прив}}}{\alpha_{1\text{факт}}}$ | по формуле (3.41)                             |   | $\frac{\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{прив,КС}}}{\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{КС}}}$ | $\frac{\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{прив,ГТ}}}{\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{ГТ}}}$ |
|------------|---------------------------------------|---|---|---|--|--|
|            | $\alpha_{1\text{факт}}^{\text{прив}}$ |   | $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{прив,КС}}$ | $\alpha_{\Sigma\text{факт}}^{\text{прив,ГТ}}$ |  |  |
| P1.1       | 0,409                                 | 0,999   | 1,948   | 2,161   | 0,996  | 0,996  |
| P1.2       | 0,354                                 | 1,000   | 1,994   | 2,211   | 0,999  | 0,999  |
| P1.3       | 0,354                                 | 1,000   | 3,264   | 3,532   | 0,998  | 0,998  |
| P2         | 0,463                                 | 0,983   | —   | —   | —  | —  |
| P3         | 0,533                                 | 0,967   | —   | —   | —  | —  |
| P4.1       | 0,819                                 | 0,514   | —   | —   | —  | —  |
| P4.2       | 0,730                                 | 0,508   | —   | —   | —  | —  |
| P4.3       | 0,692                                 | 0,486   | —   | —   | —  | —  |

Качество проведенных расчетов иллюстрирует рис. 3.7, на котором приведены данные из табл. 3.11–3.13.



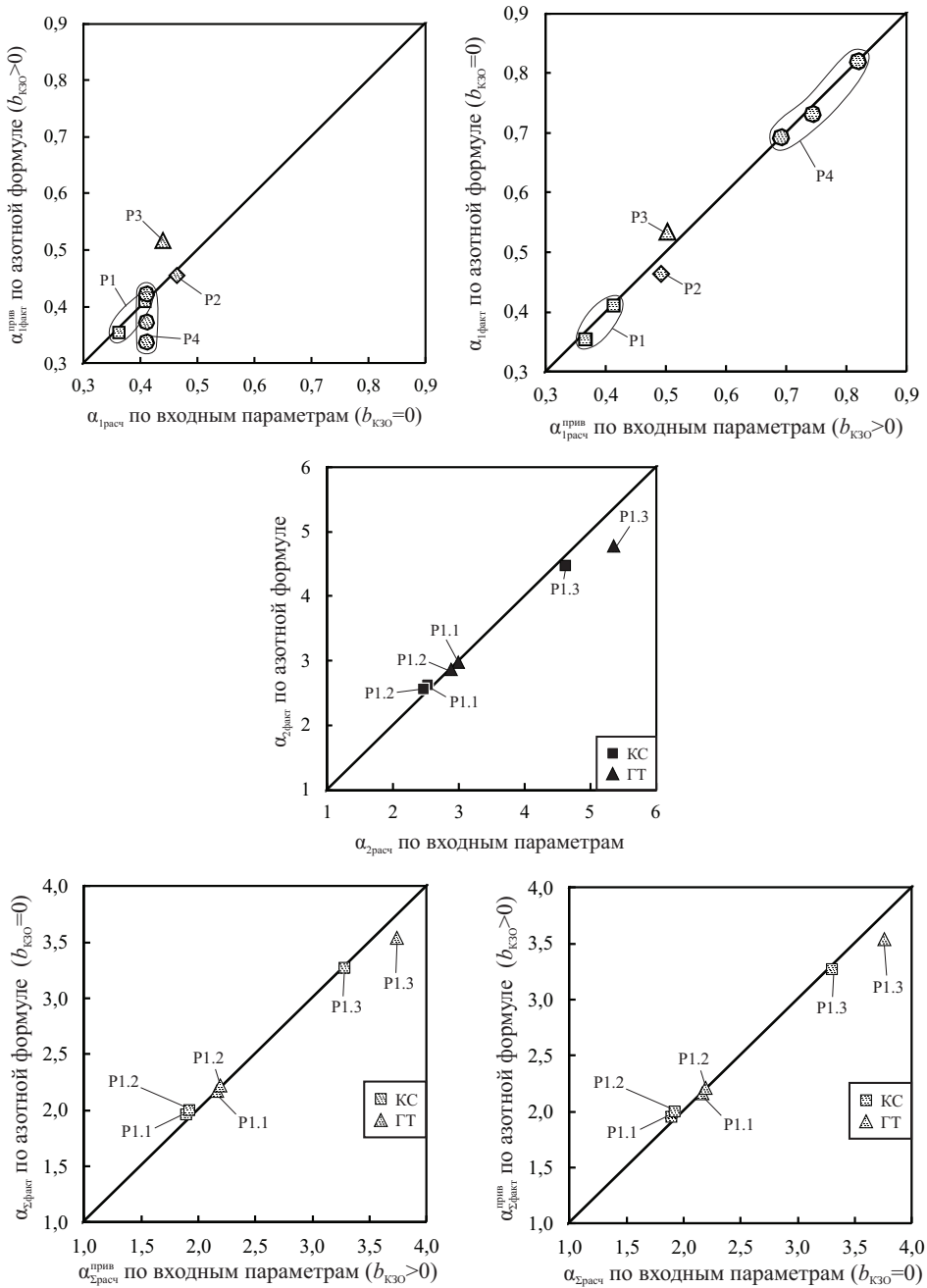


Рис. 3.7. Сравнение коэффициентов избытка воздуха  $\alpha_{расч}$  и  $\alpha_{факт}$

с приведенными  $\alpha_{расч}^{прив}$  и  $\alpha_{факт}^{прив}$  :

$a$  — в газификаторе;  $b$  — в ГТУ;  $в$  — в ПГУ-ВЦГ

Высокая корреляция расчетов по входным и выходным (по азотной формуле) параметрам свидетельствует как о точности методик, так и о достоверности исходных данных.

### Контрольные вопросы к главе 3

---

1. Какими показателями характеризуется процесс газификации сухого твердого топлива?
2. Какие виды брутто-моделей мокрой газификации используются для описания процесса конверсии твердого топлива?
3. Как влияют влажность топлива и присадка пара на коэффициент избытка (расхода) воздуха в газификаторе?
4. Как пересчитывают массу топлива с рабочей ( $r$ ) на горючую ( $daf$ ) и на органическую ( $maf$ )?
5. Что такое и как определяется условная молекула топлива?
6. Какие коэффициенты избытка (расхода) воздуха используются при анализе газовоздушного режима ПГУ-ВЦГ?
7. Какие методы определения коэффициентов избытка (расхода) воздуха используются в энергетике?
8. Как определяются коэффициенты избытка (расхода) воздуха по входным параметрам?
9. Как определяются коэффициенты избытка (расхода) воздуха по выходным параметрам?
10. Как учитываются присадка пара и механический недожог при расчете коэффициента избытка (расхода) воздуха в газификаторе по входным параметрам?
11. Как учитывается механический недожог при расчете коэффициента избытка (расхода) воздуха в газификаторе по выходным параметрам?

## Рекомендуемый библиографический список

---

1. Анализ технологических решений для ПГУ с внутрицикловой газификацией угля : моногр. / Н. А. Абаймов, И. Б. Амарская, В. С. Белоусов [и др.] ; под ред. А. Ф. Рыжкова. — Екатеринбург : УрФУ, 2016. — 564 с. — ISBN 978-5-7996-1969-5.
2. Андреев К. К. Теория взрывчатых веществ / К. К. Андреев, А. Ф. Беляев. — Москва : Оборонгиз, 1960. — 597 с.
3. Газогенераторные технологии в энергетике : моногр. / А. В. Зайцев, А. Ф. Рыжков, В. Е. Силин [и др.] ; под ред. А. Ф. Рыжкова. — Екатеринбург : Сократ, 2010. — 612 с. — ISBN 978-5-88664-413-5.
4. Кнорре Г. Ф. Топочные процессы / Г. Ф. Кнорре. — Москва : Государственное энергетическое издательство, 1951. — 328 с.
5. Липов Ю. М. Котельные установки и парогенераторы : учебник для вузов / Ю. М. Липов, Ю. М. Третьяков. — Ижевск : РХД, 2003. — 592 с. — ISBN 5-93972-227-X.
6. Мошкарин А. В. Анализ тепловых схем ТЭС : моногр. / А. В. Мошкарин, Ю. В. Мельников. — Иваново : Ивановский гос. энергетический ун-т, 2010. — 458 с. — ISBN 978-5-89482-689-9.
7. Ольховский Г. Г. Тепловые характеристики мощных энергетических ГТУ / Г. Г. Ольховский. — Москва : Фолиум, 2015. — 236 с. — ISBN 978-5-93881-102-7.
8. Основы практической теории горения / В. В. Померанцев, К. М. Арефьев, Д. Б. Ахмедов [и др.] ; под ред. В. В. Померанцева. — Ленинград : Энергоатомиздат, 1986. — 312 с. — ISBN 978-5-383-01025-9.
9. Паровые и газовые турбины для электростанций / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин [и др.] ; по ред. А. Г. Костюка. — Москва : МЭИ, 2016. — 557 с. — ISBN 978-5-383-00268-1.

10. Парогазовые технологии на твердом топливе : учебное пособие / А. Ф. Рыжков, Т. Ф. Богатова, Е. И. Левин [и др.] ; под ред. Б. В. Берг. — Екатеринбург : УрФУ, 2018. — 160 с. — ISBN 978-5-7996-2355-5.
11. Стырикович М. А. Котельные агрегаты / М. А. Стырикович, К. Я. Катковская, Е. П. Серов. — Москва : Госэнергоиздат, 1959. — 487 с.
12. Тепловой расчет котлов (нормативный метод) / Н. В. Кузнецов, В. В. Митор, И. Е. Дубовский [и др.] ; под ред. Н. В. Кузнецова. — Санкт-Петербург : НПО ЦКТИ, 1998. — 256 с. — ISBN 978-5-4365-0014-0.
13. Технологии газификации в плотном слое : моногр. / Р. Ш. Загруднинов, А. Н. Нагорнов, А. Ф. Рыжков [и др.] ; под ред. П. К. Сеначина. — Барнаул : Алтайский дом печати, 2009. — 296 с. — ISBN 978-5-98550-133-9.
14. Трёмбовля В. И. Теплотехнические испытания котельных установок / В. И. Трёмбовля, Е. Д. Фингер, А. А. Авдеева. — Москва : Энергоатомиздат, 1991. — 416 с. — ISBN 5-283-00137-7.
15. Трухний А. Д. Парогазовые установки электростанций : учебное пособие для вузов / А. Д. Трухний. — Москва : МЭИ, 2013. — 648 с. — ISBN 978-5-383-00721-1.
16. Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов. — Москва : МЭИ, 2009. — 584 с. — ISBN 978-5-383-00340-4.
17. Gräbner M. Industrial Coal Gasification Technologies Covering Base-line and High-Ash Coal / M. Gräbner. — Weinheim : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2015. — 384 p. — ISBN 978-3-527-33690-6.
18. Higman C. Gasification. Second Edition / C. Higman, M. van der Burgt. — Houston : Gulf Professional Publishing, 2008. — 456 p. — ISBN 978-0-750-68528-3.
19. Kunze C. Modelling, comparison and operation experiences of entrained flow gasifier / C. Kunze, S. Hartmut // Energy Conversion and Management. — 2011. — Vol. 52. — № 5. — P. 2135–2141.
20. Litvinenko V. Syngas Production : Status and Potential for Implementation in Russian Industry / V. Litvinenko, B. Meyer. — Cham : Springer International Publishing, 2018. — 161 p. — ISBN 978-3-319-70963-5.
21. Nikrityuk P. A. Gasification Processes : Modeling and Simulation / P. A. Nikrityuk, B. Meyer. — Weinheim : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2014. — 360 p. — ISBN 978-3-527-67321-6.

## Оглавление

---

|   |    |
|---|----|
| ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ .....   | 3  |
| УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ .....  | 5  |
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 7  |
| ГЛАВА 1. ТИПЫ ПГУ-ВЦГ .....   | 10 |
| 1.1. Энергетическая часть ПГУ-ВЦГ .....   | 10 |
| 1.1.1. Энергетическая часть ПГУ-ВЦГ утилизационного<br>типа .....   | 11 |
| 1.1.2. Энергетическая часть ПГУ-ВЦГ с параллельной<br>схемой работы .....                                 | 14 |
| 1.2. Технологическая часть ПГУ-ВЦГ .....  | 15 |
| 1.2.1. Газификатор .....  | 16 |
| 1.2.2. Газоохладитель .....   | 24 |
| 1.2.3. Газоочистка .....  | 27 |
| 1.2.4. Воздухонагреватель .....   | 29 |
| 1.2.5. Основные показатели эффективности работы<br>технологической части ПГУ-ВЦГ .....                    | 30 |
| 1.2.6. Типы технологической части ПГУ-ВЦГ .....   | 32 |
| 1.3. Способы интеграции технологической и энергетической<br>частей ПГУ-ВЦГ по газовоздушному тракту ..... | 34 |
| 1.3.1. Назначение интеграционных связей .....   | 34 |
| 1.3.2. Способы интеграции газовоздушного тракта ГТУ<br>и узла ВЦГ .....                                   | 35 |

|   |           |
|---|-----------|
| 1.3.3. ГТУ и полностью интегрированная кислородная ВЦГ со сбросом азота перед камерой сгорания (К1) ..... | 36        |
| 1.3.4. ГТУ и полностью интегрированная воздушная ВЦГ с автономной ВРУ (В1) .....                          | 39        |
| 1.3.5. ГТУ и неинтегрированная кислородная ВЦГ со сбросом азота в камеру сгорания ГТУ (К2) .....          | 42        |
| 1.3.6. ГТУ и неинтегрированная кислородная ВЦГ с передачей азота стороннему потребителю (К3) .....        | 43        |
| 1.3.7. ГТУ и неинтегрированная воздушная ВЦГ без ВРУ (В2).....  | 44        |
| 1.4. Способы интеграции технологической и энергетической частей ПГУ-ВЦГ по пароводяному тракту.....       | 45        |
| 1.4.1. Утилизационная ПГУ-ВЦГ с водяным квенчингом в технологической части .....                          | 46        |
| 1.4.2. ПГУ-ВЦГ с параллельной схемой работы .....   | 47        |
| 1.4.3. Утилизационная ПГУ-ВЦГ с горячей газоочисткой.....   | 52        |
| 1.5. Термодинамический режим газовоздушного тракта ПГУ-ВЦГ .....  | 53        |
| 1.5.1. Температурный режим газовоздушного тракта освоенных ПГУ-ВЦГ .....                                  | 53        |
| 1.5.2. Температурный режим газовоздушного тракта перспективной ПГУ-ВЦГ .....                              | 57        |
| 1.5.3. Аэродинамический режим газовоздушного тракта ПГУ-ВЦГ .....   | 58        |
| Контрольные вопросы к главе 1 .....   | 64        |
| <b>ГЛАВА 2. РАБОТА ГТУ НА ИСКУССТВЕННЫХ ГАЗАХ.....</b>  | <b>66</b> |
| 2.1. Топливная база ГТУ .....   | 66        |
| 2.1.1. Элементный состав.....   | 67        |
| 2.1.2. Влияние состава горючей массы на газообразование .....   | 75        |
| 2.2. Теплотехнические характеристики искусственных газов .....  | 78        |
| 2.2.1. Молекулярный состав горючих газов .....  | 78        |
| 2.2.2. Удельная теплота сгорания.....   | 80        |
| 2.2.3. Модифицированный индекс Воббе .....  | 80        |
| 2.2.4. Теоретический объем воздуха .....  | 83        |
| 2.2.5. Теоретическая температура горения.....   | 83        |

|  |            |
|--|------------|
| 2.2.6. Нормальная скорость распространения пламени .....   | 85         |
| 2.3. Способы сжигания искусственных газов в ГТУ .....  | 91         |
| 2.3.1. Унификация параметров топливного газа.....  | 92         |
| 2.3.2. Коррекция параметров окислителя .....   | 93         |
| 2.3.3. Стандартизация рабочего тела ГТУ .....  | 93         |
| 2.3.4. Технологические схемы подготовки<br>топливовоздушной смеси к сжиганию.....                                      | 97         |
| 2.4. Температурный режим .....   | 104        |
| 2.4.1. Температура газа и воздуха перед сжиганием.....   | 104        |
| 2.4.2. Режимы сжигания.....  | 106        |
| 2.5. Особенности работы ГТУ при переходе<br>на искусственный газ .....   | 108        |
| 2.5.1. Нестабильность горения.....   | 108        |
| 2.5.2. Изменение баланса воздуха на горение<br>и на охлаждение .....   | 110        |
| 2.5.3. Работа при переменных режимах.....  | 111        |
| 2.6. Модернизация ГТУ при переводе с природного газа<br>на искусственный .....   | 113        |
| 2.6.1. Серийные ГТУ для сжигания искусственного газа .....   | 113        |
| 2.6.2. Модернизация стандартной ГТУ при переводе<br>на искусственный газ .....   | 116        |
| Контрольные вопросы к главе 2.....   | 119        |
| <b>ГЛАВА 3. ГАЗОВОЗДУШНЫЙ РЕЖИМ В ПГУ-ВЦГ.....</b>   | <b>120</b> |
| 3.1. Принципы расчета аэродинамического режима<br>ПГУ-ВЦГ .....  | 120        |
| 3.1.1. Газовоздушный тракт ПГУ-ВЦГ.....  | 120        |
| 3.1.2. Методы определения коэффициентов избытка<br>(расхода) воздуха .....   | 121        |
| 3.1.3. Исходные данные для расчета аэродинамического<br>режима в воздушной ПГУ-ВЦГ.....                                | 123        |
| 3.2. Определение стехиометрического коэффициента<br>расхода воздуха на газификацию исходного твердого<br>топлива ..... | 126        |
| 3.2.1. Газификация сухого топлива.....   | 126        |
| 3.2.2. Модели мокрой газификации твердого топлива .....  | 132        |
| 3.2.3. Влияние влажности твердого топлива<br>и присадки пара на $\alpha_{СТ}$ .....                                    | 134        |

|   |             |
|---|-------------|
| 3.2.4. Примеры расчета .....  | 136         |
| 3.3. Определение коэффициентов избытка воздуха<br>по входным параметрам .....           | 140         |
| 3.3.1. Газовоздушный режим в газификаторе .....   | 140         |
| 3.3.2. Воздушный режим ГТУ на синтез-газе.....  | 141         |
| 3.3.3. Воздушный режим ГТУ с ВЦГ .....  | 142         |
| 3.4. Определение коэффициентов избытка воздуха<br>по выходным параметрам .....          | 143         |
| 3.4.1. Основные расчетные соотношения .....   | 143         |
| 3.4.2. Примеры расчета .....  | 148         |
| 3.4.3. Приведение расчетов по входным<br>и выходным параметрам к общему результату..... | 152         |
| Контрольные вопросы к главе 3.....  | 160         |
| <br>РЕКОМЕНДУЕМЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ<br>СПИСОК .....                                     | <br><br>161 |



*Учебное издание*

**Рыжков** Александр Филиппович  
**Филиппов** Прокопий Степанович  
**Богатова** Татьяна Феоктистовна

## **АНАЛИЗ РАБОТЫ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ**

Редактор *А. А. Трофимова*  
Верстка *Е. В. Ровнушкиной*

Подписано в печать 16.10.2019. Формат 70×100 1/16  
Бумага писчая. Цифровая печать. Усл. печ.л. 13,5.  
Уч.-изд. л. 8,5. Тираж 40 экз. Заказ 271.

Издательство Уральского университета  
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ  
620049, Екатеринбург, ул. Софьи Ковалевской, 5  
Тел.: 8 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41  
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ  
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4  
Тел.: 8 (343) 358-93-06, 350-58-20, 350-90-13  
Факс: 8 (343) 358-93-06  
<http://print.urfu.ru>



